

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

В.И. Татарников

подпись

инициалы, фамилия

«31» марта 2017 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы

Студенту Погибовой Ксении Павловне.

Группа ГЭ13-01Б. Направление 13.03.02.06 Электроэнергетика и электротехника.

Тема выпускной квалификационной работы «Проектирование Ключевской ГЭС на реке Томь. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для определенного состава потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и системы защит)».

Утверждена приказом по университету № 47 от 31 марта 2017 г.

Руководитель ВКР В.И. Татарников, заведующий кафедрой ГГЭЭС Саяно-Шушенского филиала СФУ.

Исходные данные для ВКР: 1) топографическая основа в створе гидроузла; 2) гидрологические данные; 3) инженерно-геологические характеристики; 4) сейсмичность района строительства; 5) характеристика электроэнергетической системы.

Перечень разделов ВКР: 1) Общая часть; 2) Водно-энергетические расчёты; 3) Гидротурбинное, гидромеханическое и вспомогательное оборудование; 4) Электрическая часть; 5) Релейная защита и автоматика; 6) Компонировка и сооружения гидроузла; 7) Охрана труда и пожарная безопасность. Охрана окружающей среды; 8) Техничко-экономические показатели; 9) Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для определенного состава потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и системы защит).

Перечень графического материала: выбор установленной мощности Ключевской ГЭС; поперечный разрез по станционной части Ключевской ГЭС; главная схема Ключевской ГЭС; расчётная схема бетонной водосливной плотины Ключевской ГЭС с эпюрами нагрузок и напряжений; поперечный разрез по бетонной водосливной плотине; генеральный план Ключевской ГЭС; основные технико-экономические показатели строительства Ключевской ГЭС; иллюстрационные материалы по спец. вопросу.

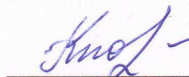
Руководитель ВКР



подпись

В.И. Татарников

Задание принял к исполнению



подпись

К.П. Погибова

« 31 » марта 2017 г.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Саяно-Шушенский филиал

ОТЗЫВ

руководителя Татарникова Василия Ивановича, заведующий кафедрой ГГЭЭС
Саяно-Шушенского филиала СФУ о бакалаврской работе «Проектирование
Ключевской ГЭС на реке Томь. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и
состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для определенного
состава потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению
обслуживания, контроль состояния и системы защит)»
Погибовой Ксении Павловны

Бакалаврская работа, разработанная Погибовой К.П., выполнена в полном объеме в соответствии с выданным заданием. Проект представлен на 148 листах пояснительной записки, 5 чертежах и 4 плакатах.

В бакалаврской работе подробно разработаны все части проекта. Рассчитаны и выбраны гидросооружения, основное и вспомогательное гидротурбинное оборудование, силовое электрооборудование и электрические аппараты. Выбрана главная схема электрических присоединений ГЭС. Выполнены водно-энергетические и технико-экономические расчеты.

К основным замечаниям дипломного проекта можно отнести следующее. Недостаточно обоснован выбор главной электрической схемы распределительного устройства 220 кВ. Не рассмотрены другие варианты компоновки распределительного устройства и, как следствие, нет сравнительного анализа.

Следует отметить инженерный подход дипломника к выбору технических решений в проектных разработках. Все принятые решения соответствуют техническим требованиям, действующим в настоящее время. В объеме индивидуального задания было изучено пневмохозяйство ГЭС и разработаны схемы высокого и низкого давления для проектируемой станции.

Так же следует отметить аккуратность данной работы, четкость и последовательность изложения пояснительной записки, хорошее качество графической части. В процессе работы Погибова К.П. показала хорошие теоретические знания, творческий и инженерный подход к выполнению работы, самостоятельность в выборе технических решений.

Бакалаврская работа «Проектирование Ключевской ГЭС на реке Томь. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для определенного состава потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и системы защит).» заслуживает отличной оценки, а его разработчик Погибова К.П. присвоения квалификации «бакалавр-гидроэнергетик».

Дата 15 июня 2017


(подпись)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В.И. Татарников
« 19 » 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КЛЮЧЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ.
ПНЕВМОХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И
СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ, ТИПЫ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК,
ВЫБОР ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕННОГО СОСТАВА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ,
ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ, БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОВЕДЕНИЮ
ОБСЛУЖИВАНИЯ, КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ И СИСТЕМЫ ЗАЩИТ)**

Руководитель



5 06. 17
подпись, дата

Заведующий кафедрой ГГЭЭС
Саяно-Шушенского филиала

СФУ
должность

В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник


5 06. 17
подпись, дата

К.П. Погибова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017

Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ключевской ГЭС на реке Томь. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для определенного состава потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и системы защиты)».

Консультанты по
разделам:

Водоэнергетические расчёты

Зайд 9.06.17
подпись, дата

Е.Ю. Замеско
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Васильев
подпись, дата

В.В. Мосенков
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тш 16.06.17
подпись, дата

Л.В. Тихомирова
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Кавб 10.06.17
подпись, дата

В.В. Карамузова
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Туров 13.06.17
подпись, дата

Е.А. Лодкина
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана
окружающей среды

Лш 17.06.17
подпись, дата

В.В. Романов
инициалы, фамилия

Технико-экономические
показатели

Вруб 05.06.17
подпись, дата

Вруб В.В. Лавасов
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Шш 19.06.17
подпись, дата

А.А. Чадков
инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

Сокращенный паспорт Ключевской ГЭС	7
Введение	9
1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС	10
1.1 Природные условия	10
1.1.1 Климат	10
1.1.2 Гидрологические данные	10
1.1.3 Инженерно-геологические условия	11
1.1.4 Сейсмические условия	11
2 Водно-энергетические расчёты	12
2.1 Исходные данные	12
2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы	14
2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы	15
2.4 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока	17
2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы	21
2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году ..	23
2.7 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в средневодном году	25
2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов	26
2.9 Баланс мощности	27
3 Основное и вспомогательное оборудование	30
3.1 Построение режимного поля	30
3.2 Выбор системы и количество агрегатов	32
3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины	35
3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора	36
3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры	37
3.6 Заглубление водозабора на величину воронкообразования	40
3.7 Расчет вала на прочность	41
3.8 Выбор маслonaпорной установки и электрогидравлического регулятора ..	41
3.9 Выбор геометрических размеров машинного зала	41
4 Электрическая часть	43
4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений	43
4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС	45
4.2.1 Выбор трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками	45
4.2.2 Выбор трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками	46
4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд	47
4.3 Распределительное устройство	48
4.3.1 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН	48

4.3.2 Число присоединений распределительного устройства	49
4.3.3 Выбор главной схемы на основании технико – экономического расчёта	51
4.4 Расчёт токов КЗ	53
4.5 Выбор электрических аппаратов	56
4.5.1 Расчет рабочих токов присоединений	56
4.5.2 Выбор электротехнического оборудования 220 кВ	56
4.5.3 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13.8 кВ	58
4.6 Компоновка схемы собственных нужд	59
5 Релейная защита и автоматика	61
5.1 Технические данные защищаемого оборудования	61
5.2 Расчет номинальных токов	62
5.3 Перечень защит основного оборудования	62
5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты	64
5.5 Продольная дифференциальная защита генератора	64
5.6 Защита от замыкания на землю обмотки статора генератора	67
5.7 Защита от повышения напряжения	69
5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий	70
5.9 Защита от симметричных перегрузок	73
5.10 Дистанционная защита генератора	74
5.11 Защита ротора от перегрузки	77
6 Компоновка и сооружения гидроузла	79
6.1 Определение класса гидротехнического сооружения	79
6.1.1 Определение отметки гребня плотины и гребня быка	79
6.2 Гидравлический расчет бетонной водосливной плотины	81
6.2.1 Определение ширины водосливного фронта	81
6.2.2 Определение отметки гребня водослива	82
6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода	84
6.3 Расчет сопряжения потока в нижнем бьефе	86
6.4 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей	87
6.5 Конструирование бетонной плотины	89
6.5.1 Определение ширины подошвы плотины	89
6.5.2 Разрезка плотины швами	91
6.5.3 Быки	91
6.5.4 Устои	92
6.5.5 Дренаж тела бетонной плотины	92
6.5.6 Галереи в теле плотины	92
6.6 Конструирование элементов подземного контура плотины	92
6.7 Статические расчеты плотины	94
6.7.1 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины	94
6.7.2 Вес сооружения	94

6.7.3 Сила гидростатического давления воды.....	95
6.7.4 Равнодействующая взвешивающего давления	95
6.7.5 Волновое воздействие.....	95
6.7.6 Фильтрационные расчеты	96
6.7.7 Давление грунта	96
6.8 Расчет прочности плотины.....	98
6.9 Критерии прочности плотины	100
6.10 Расчет устойчивости плотины	101
7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды	103
7.1 Безопасность гидротехнических сооружений.....	103
7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС	103
7.2.1 Общие положения	103
7.2.2 Охрана труда ГЭС	105
7.2.3 Ответственность	107
7.3 Пожарная безопасность	107
7.3.1 Ответственность за состояние пожарной безопасности	107
7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС	108
7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках	109
7.3.4 Содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям	110
7.3.5 Содержание зданий, сооружений, помещений	110
7.4 Охрана природы	112
7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов.....	113
7.4.2 Водоохранная зона.....	114
7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции	116
8 Техничко-экономические показатели	118
8.1 Оценка объемов продаж электроэнергии	118
8.2 Текущие расходы по гидроузлу.....	118
8.3 Налоговые расходы.....	120
8.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта	121
8.5 Показатели эффективности проекта	122
8.6 Анализ чувствительности.....	122
9 Пневмохозяйство ГЭС	125
9.1 Технологические схемы и состав оборудования	125
9.2 Типы компрессорных установок	127
9.3 Выбор для определенного состава потребителя	128
9.3.1 Схема высокого и низкого давления проектируемой Ключевской ГЭС	129
9.4 Требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания	132
9.5 Контроль состояния и система защит	135
Заключение	137
Список использованных источников	139

Приложение А. Исходные данные. Водно-энергетические расчет	142
Приложение Б. Главная универсальная характеристика турбины ПЛ40а-В....	147
Приложение В. Уставки защит	148

СОКРАЩЁННЫЙ ПАСПОРТ КЛЮЧЕВСКОЙ ГЭС

1. Наименование реки..... Томь;
2. Местонахождение ГЭС Кемеровская область;
3. Тип проектируемой установки ГЭС;
4. Характерные расходы воды:
 - а) среднемноголетний 980 м³/с;
 - б) всех турбин 1512 м³/с;
 - в) максимальный с обеспеченностью: 0,1% 6194 м³/с;
0,01% 7242 м³/с;
 - г) минимальный 400 м³/с;
5. Параметры водохранилища:
 - а) характер регулирования стока многолетний;
 - б) отметка: НПУ 184 м;
ФПУ 185 м;
УМО 179 м;
 - в) объемы:
 - полный 26,7 м³;
 - полезный 9,8 м³;
6. Напоры ГЭС:
 - а) максимальный 39,8 м;
 - в) расчетный 22,7 м;
 - г) минимальный 20,0 м;
7. Энергетические характеристики:
 - а) мощность:
 - установленная 513 МВт;
 - гарантированная 356 МВт;
 - б) среднемноголетняя выработка энергии 2,3 млрд. кВт·ч;
8. Бетонная плотина (общая длина / максимальная высота):
 - а) левобережная глухая бетонная плотина 134 м / 54 м;
 - б) правобережная грунтовая плотина 53 м / 54 м;
 - в) правобережная глухая бетонная плотина 236,4 м / 54 м;
 - г) сопрягающий устой 53 м / 54 м;
 - д) станционная 223 м / 54 м;
 - е) водосливная 95 м / 54 м;
9. Водосбросные сооружения
 - а) тип поверхностный водослив;
 - б) число и размер пролетов 5 отверстий 16×10;
 - в) общая длина 95 м;
 - г) максимальная высота 54 м;
10. Здание ГЭС:
 - а) тип здания приплотинное;
 - б) число агрегатов 6;
 - б) грунты в основании песчаник;

- в) тип спиральной камеры бетонная трапецевидная;
- г) тип отсасывающей трубы изогнутая;
- д) расстояние между осями агрегатов 32 м;

11. Основное оборудование:

- а) тип турбины ПЛ40а-В-800;
- б) тип генератора СВ-1160/180-72;
- в) мощность генератора 103,5 МВт;
- г) частота вращения 83,3 об/мин;
- д) тип трансформаторов ТДЦ-225000/220;

12. Техничко-экономические показатели:

- а) удельные показатели 87627,31 руб./кВт;
- б) себестоимость энергии 14 коп/кВт·ч;
- в) показатели эффективности: ЧДД 13150 млн. руб.;
- ВНД 20 %;
- Срок окупаемости 6 лет 9 месяцев.

ВВЕДЕНИЕ

Использование гидроэнергетических ресурсов имеет ряд преимуществ перед использованием других энергоресурсов:

1. Гидроэнергия – возобновляемый источник. Использование гидроэнергии позволяет сократить потребление углеводородного топлива для нужд электроэнергетики.

2. Себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии, вырабатываемой на ГЭС намного меньше, чем на тепловой станции, отсюда быстрая окупаемость капитальных вложений затраченных на строительство ГЭС.

3. На выработку электроэнергии на ГЭС требуется значительно меньше рабочей силы, из-за простоты технологического процесса.

4. ГЭС обладает высокой маневренностью и гибкостью в работе. ГА может быть запущен на холостой ход и включен в работу в течении короткого времени.

5. По сравнению с турбоагрегатами, гидроагрегаты имеют более высокий КПД.

6. На ГЭС значительно меньше аварийность и износ оборудования, следовательно, они более надежны в эксплуатации.

7. Возможность получения электроэнергии в больших количествах и низкой стоимости, стимулирует развитие электроемких производств.

8. Одновременно со строительством ГЭС разрешаются вопросы комплексного использования рек для судоходства, орошения, водоснабжения.

1 Анализ исходных данных и определение внешних условий функционирования ГЭС

Томь — река в Западной Сибири, правый приток Оби. Зарождается на западном склоне Абаканского хребта между северными отрогами хребта Карлыган и горой «Вершина Томи».

1.1 Природные условия

1.1.1 Климат

Климат района расположения гидроузла – умеренно-холодный.

Замерзает в конце октября — начале ноября, вскрывается в конце апреля. Средняя продолжительность ледостава — 158-160 дней, в среднем 175 дней в год свободна от льда. Дождевое питание реки составляет 25-40 %, снеговое — 35-55 % и грунтовое — 25-35 % годового стока.

Средняя годовая температура воздуха составляет +2,6°С, абсолютный минимум -40°С, абсолютный максимум +38°С. Годовая сумма осадков около 650 мм (от 300 до 1000 мм).

Важным климатообразующим фактором является атмосферная циркуляция, которая зависит от рельефа местности, удаленности ее от морей и океанов. Движение воздушных масс сопровождается изменением погоды в этом районе: давления атмосферы, температуры, влажности воздуха и характера облачности. Воздушные массы постоянно преопределяют тип климата.

1.1.2 Гидрологические данные

Длина реки 827 км, площадь бассейна — 62 тыс. км². Река имеет смешенное питание 25-40% приходится на осадки, 35-55% на талый снег и 25-35% на грунтовое питание.

Колебание уровня воды в период половодья могут достигнуть 8-ми метров.

Створ проектируемой ГЭС шириной около 100 м имеет координаты 54.44 северной широты 86.57 долготы представлен на рисунке 1.1.



Рисунок 1.1 – Створ проектируемой Ключевской ГЭС

1.1.3 Инженерно-геологические условия

По геологической карте определено, что в районе створа Ключевской ГЭС нет зон тектонического контакта. В основании реки Томь – скальные породы: песчаник.

1.1.4 Сейсмические условия

Согласно СНиПу [1] и в соответствии с картой сейсмического районирования территории Российской Федерации (ОСР-97-С) расчетная сейсмическая интенсивность района расположения Ключевской ГЭС при вероятности возможного превышения 1% равна 8 баллам шкалы MSK-64.

2 Водно-энергетические расчеты

2.1 Исходные данные

1. Данные по энергосистеме:

1.1. Энергосистема Сибирь, Кузбасское РДУ.

1.2. Резервы: нагрузочный резерв системы 2.5%, аварийный резерв системы 8%.

2. Координаты кривых связей верхнего и нижнего бьефа представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Координаты кривых связи верхнего и нижнего бьефа

Верхний бьеф		Нижний бьеф		
$z_{ВБ}, м$	$V, км^3$	$z_{НБ}, м$	$Q_{лето}, м^3/с$	$Q_{зима}, м^3/с$
139,03	0,0	139,04	0,00	0,00
150,54	1,6	140,03	64,54	51,63
161,33	4,0	140,98	132,69	106,15
170,06	7,9	142,00	212,49	169,99
177,69	15,0	143,02	300,91	240,73
181,32	20,0	144,02	396,09	316,87
184,00	26,7	145,02	497,39	397,92
186,09	32,9	146,00	603,97	483,18
187,00	38,2	147,00	715,44	572,35
		147,98	831,43	665,14
		148,97	951,71	761,37
		149,98	1075,97	860,78
		151,00	1204,27	963,42
		152,02	1336,39	1069,11
		153,03	1472,03	1177,63
		154,03	1611,49	1289,20
		155,00	1754,31	1403,45
		155,90	1900,77	1520,61
		157,03	2100,00	1680,00
		159,00	2550,00	2040,00
		161,00	3200,00	2560,00
		164,00	4300,00	3440,00

Графики зависимостей $Z_{ВБ} = f(V)$ и $Z_{НБ} = f(Q)$ представлены на рисунках 2.1 и 2.2.

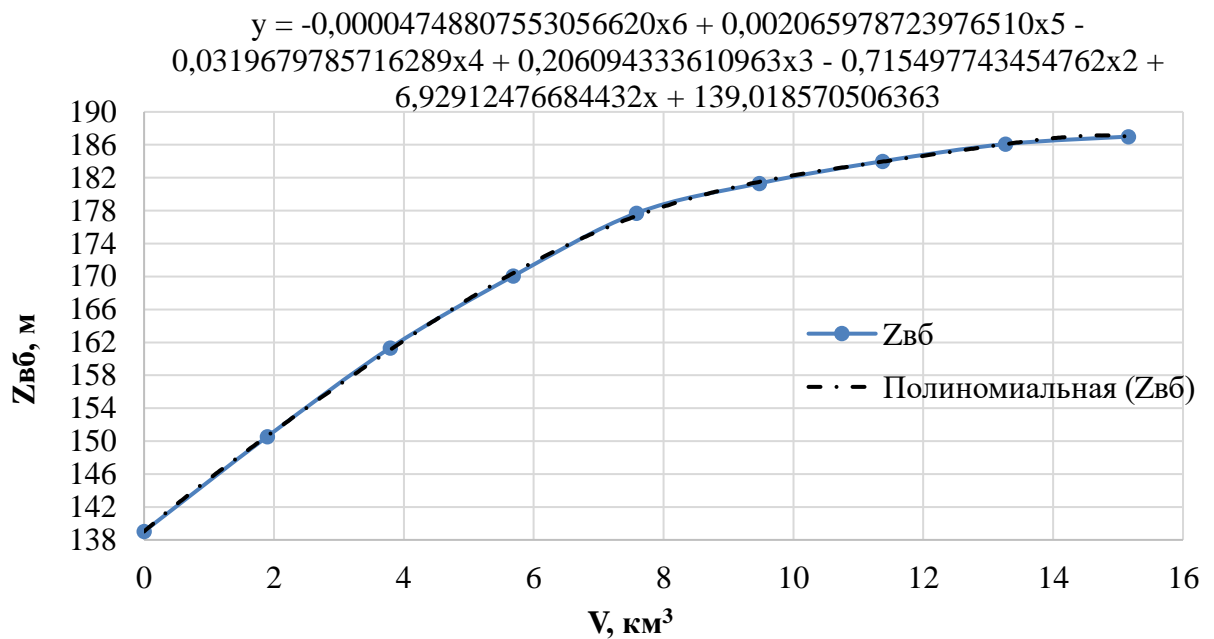


Рисунок 2.1 – График зависимости $Z_{вб} = f(V)$

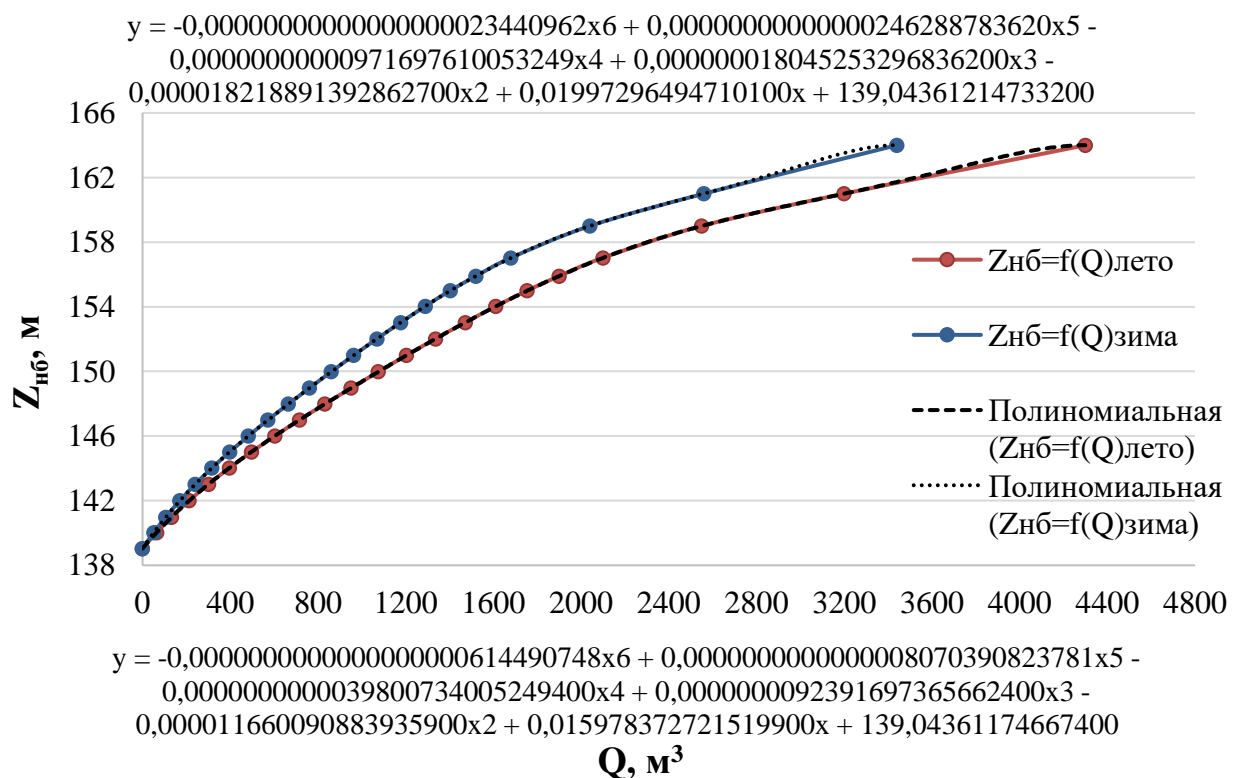


Рисунок 2.2– График зависимости $Z_{нб} = f(Q)$

4. Зимний коэффициент кривой связи расходов и уровней в НБ 0,8.
5. Коэффициент мощности $k_N = 8,47$
6. Потери напора в водоподводящих сооружениях $\Delta h = 0,40 \text{ м}$
7. НПУ гидроузла = 184 м.
8. ДНО гидроузла = 139 м.
9. Скорость реки Томь в створе Ключевской ГЭС $v = 0,33 \text{ м/с}$.

10. Средний расход реки Томь $Q = 980 \text{ м}^3/\text{с}$.

11. Гидрологический ряд среднемесячных расходов воды р. Томь в створе Ключевской ГЭС за период 1933-1982 гг. представлен в приложении А, таблица А.1.

2.2 Построение суточных графиков нагрузки энергосистемы

Характерные суточные графики нагрузки рассматриваются для двух периодов: весенне-летнего и осенне-зимнего.

Интегральная кривая нагрузки характеризует зависимость прироста суточной выработки от прироста нагрузки энергосистемы. Интегральные кривые нагрузки строятся по данным, полученным в результате ранжирования мощности по убыванию, делению её на зоны, соответствующим приращениям нагрузки и выработке электроэнергии в данных зонах. Данные для построения интегральных кривых представлены в таблице 2.2 и 2.3.

Таблица 2.2 – Суточные графики нагрузки и ИКН для зимнего периода

P_t^3 , МВт	DP_t^3 , МВт	Dt , ч	$DЭ$, МВт.ч	P_s^3 , МВт	$Э_s$, МВт.ч
3998	104	1	104	104	104
3894	93	2	186	197	289
3801	63	3	190	260	479
3738	44	4	176	304	655
3694	101	5	504	405	1159
3593	11	6	67	416	1226
3582	202	7	1413	618	2639
3380	103	8	822	720	3461
3278	23	9	209	744	3670
3254	33	10	328	776	3998
3222	20	11	215	796	4212
3202	0	12	6	796	4218
3202	88	13	1149	885	5367
3113	39	14	544	924	5911
3074	340	15	5093	1263	11003
2735	148	16	2371	1411	13374
2587	319	17	5424	1730	18798
2268	248	18	4462	1978	23259
2020	153	19	2902	2131	26161
1867	52	20	1039	2183	27201
1815	0	21	0	2183	27201
1815	73	22	1601	2256	28801
1742	0	23	0	2256	28801
1742	1742	24	41816	3998	70617

Таблица 2.3 – Суточные графики нагрузки и ИКН для летнего периода

$P_t^л$, МВт	$DP_t^л$, МВт	Dt , ч	$DЭ$, МВт.ч	$P_s^л$, МВт	$Э_s$, МВт.ч
2319	124	1	124	124	124
2195	26	2	51	149	175
2170	3	3	8	152	182
2167	52	4	209	204	391
2115	17	5	86	221	477
2098	5	6	28	226	505
2093	29	7	205	255	709
2064	26	8	204	281	913
2038	24	9	219	305	1133
2014	23	10	230	328	1362
1991	24	11	269	352	1631
1967	27	12	322	379	1953
1940	102	13	1325	481	3277
1838	22	14	310	503	3588
1816	1	15	15	504	3603
1815	312	16	4992	816	8595
1503	132	17	2247	948	10842
1370	105	18	1895	1054	12737
1265	69	19	1304	1122	14041
1197	10	20	204	1133	14245
1186	41	21	857	1173	15102
1146	0	22	0	1173	15102
1146	0	23	0	1173	15102
1146	1146	24	27492	2319	42594

2.3 Построение годовых графиков максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы

Максимальная нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца определяется следующим образом:

$$P_t^{max} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.1)$$

где t – порядковый номер месяца в году (1- январь, 2- февраль и т. д.);

a , b – коэффициенты, для определения которых используются формулы:

$$a = \frac{P_{зима}^{max} + P_{лето}^{max}}{2}; \quad (2.2)$$

$$b = \frac{P_{зима}^{max} - P_{лето}^{max}}{2}. \quad (2.3)$$

Данные для построения графиков годовых максимальных и среднемесячных нагрузок энергосистемы Сибирь представлены в таблице 2.4 и 2.5. Графики изображены на рисунках 2.3 и 2.4.

Таблица 2.4 – Данные для построения графика годовых графиков максимальных нагрузок энергосистемы Сибирь

Месяц	cos	a	b	Pt,max, МВт
1	0,97	3158	840	3969
2	0,71			3752
3	0,26			3376
4	-0,26			2941
5	-0,71			2565
6	-0,97			2347
7	-0,97			2347
8	-0,71			2565
9	-0,26			2941
10	0,26			3376
11	0,71			3752
12	0,97			3969

Таблица 2.5 – Данные для построения годовых графиков среднемесячных нагрузок энергосистемы Сибирь

Месяц	cos	a	b	Pt,средн, МВт
1	0,97	2359	584	2922
2	0,71			2771
3	0,26			2510
4	-0,26			2208
5	-0,71			1946
6	-0,97			1795
7	-0,97			1795
8	-0,71			1946
9	-0,26			2207
10	0,26			2510
11	0,71			2771
12	0,97			2922

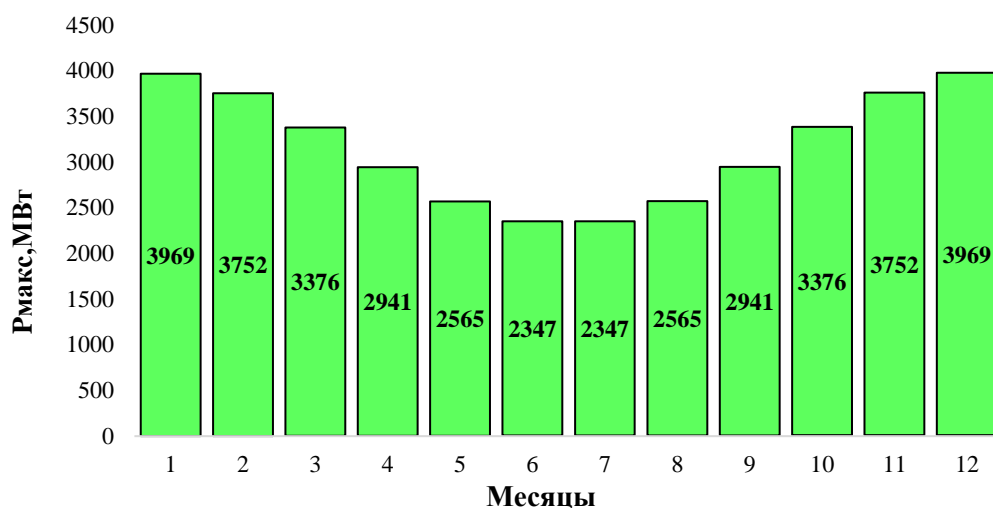


Рисунок 2.3 – График максимальных нагрузок энергосистемы

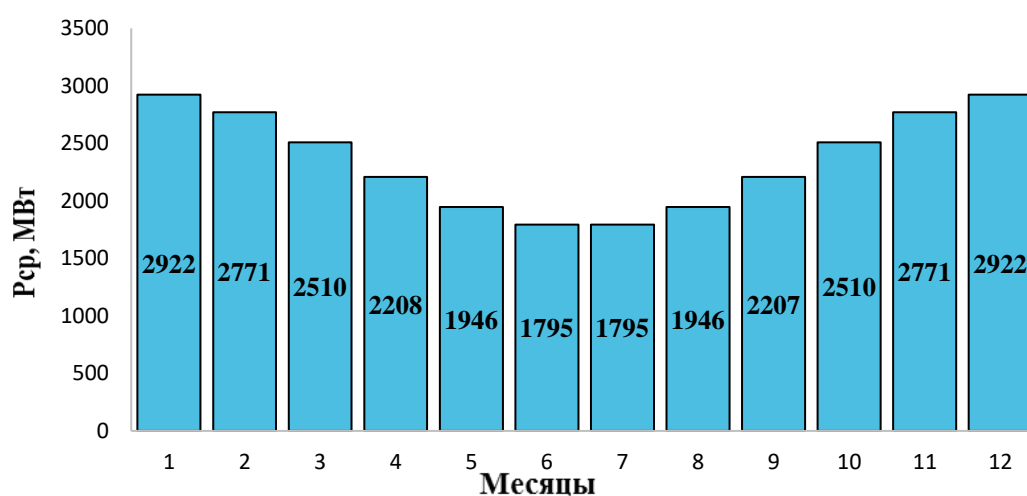


Рисунок 2.4 – График среднемесячных нагрузок энергосистемы

Средняя нагрузка энергосистемы для рабочего дня каждого месяца:

$$P_t^{\text{сред}} = a + (b \cdot \cos|30^\circ \cdot t - 15^\circ|), \quad (2.4)$$

где t -порядковый номер месяца, коэффициенты a , b высчитываются следующим образом:

$$a = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{сред}} + P_{\text{лето}}^{\text{сред}}}{2}; \quad (2.5)$$

$$b = \frac{P_{\text{зима}}^{\text{сред}} - P_{\text{лето}}^{\text{сред}}}{2}. \quad (2.6)$$

2.4 Выбор расчетных гидрографов маловодного и среднего по водности года при заданной обеспеченности стока

Год делится на два периода: многоводный (половодье) и маловодный (межень). За многоводные принимаются месяцы, в которых расход был больше или равен среднегодовому, остальные месяцы составляют маловодный период. В данном случае половодными принимаются пятый, шестой, седьмой месяцы. Для определения маловодного и средневодного года необходимо посчитать обеспеченность каждого среднегодового расхода, расхода в половодье и в межень в процентах по формуле:

$$p(m) = \frac{m}{n+1} 100\%, \quad (2.7)$$

где m – порядковый номер члена ряда среднегодовых расходов, ранжированного в убывающем порядке;

n – общее число членов ряда.

Данные для определения маловодного и средневодного года представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Расчетные значения обеспеченности маловодного и средневодного года

Межень				Половодье				Среднее			
Р _{пор.} %	года	Q, м³/с	P, %	Р _{пор.} %	года	Q, м³/с	P, %	Р _{пор.} %	года	Q, м³/с	P, %
1	1946	663	2	1	1958	2907	2	1	1958	1508	2
2	1938	556	4	2	1969	2824	4	2	1969	1476	4
3	1961	535	6	3	1966	2513	6	3	1938	1302	6
4	1969	514	8	4	1938	2347	8	4	1961	1271	8
5	1957	513	10	5	1973	2330	10	5	1966	1227	10
6	1958	509	12	6	1941	2322	12	6	1941	1226	12
7	1960	484	14	7	1961	2302	14	7	1937	1196	14
8	1970	474	16	8	1937	2258	16	8	1957	1191	16
9	1947	473	18	9	1970	2164	18	9	1973	1182	18
10	1942	458	20	10	1960	2151	20	10	1960	1178	20
11	1979	456	22	11	1957	2141	22	11	1970	1178	22
12	1941	443	24	12	1947	2059	24	12	1946	1138	24
13	1937	436	25	13	1971	2055	25	13	1947	1134	25
14	1956	436	27	14	1959	2054	27	14	1936	1091	27
15	1977	429	29	15	1936	2047	29	15	1954	1090	29
16	1963	417	31	16	1954	2039	31	16	1977	1076	31
17	1948	413	33	17	1977	1983	33	17	1942	1058	33
18	1954	413	35	18	1950	1981	35	18	1959	1052	35
19	1936	408	37	19	1948	1919	37	19	1948	1041	37
20	1934	408	39	20	1952	1913	39	20	1971	1033	39
21	1965	406	41	21	1942	1898	41	21	1950	1025	41
22	1967	399	43	22	1975	1869	43	22	1979	996	43

Окончание таблицы 2.6

Межень				Половодье				Среднее			
Р _{пор.} %	года	Q, м³/с	P, %	Р _{пор.} %	года	Q, м³/с	P, %	Р _{пор.} %	года	Q, м³/с	P, %
23	1976	386	45	23	1939	1868	45	23	1952	984	45
24	1972	375	47	24	1949	1857	47	24	1949	982	47
25	1973	362	49	25	1972	1806	49	25	1939	975	49
26	1940	360	51	26	1946	1804	51	26	1972	972	51
27	1949	358	53	27	1979	1751	53	27	1975	957	53
28	1980	353	55	28	1956	1649	55	28	1956	941	55
29	1950	343	57	29	1978	1638	57	29	1976	907	57
30	1978	341	59	30	1976	1637	59	30	1978	881	59
31	1939	338	61	31	1935	1637	61	31	1956	871	61
32	1959	337	63	32	1962	1634	63	32	1962	862	63
33	1974	333	65	33	1943	1580	65	33	1935	851	65
34	1955	332	67	34	1964	1549	67	34	1940	839	67
35	1933	326	69	35	1944	1532	69	35	1934	839	69
36	1952	321	71	36	1965	1523	71	36	1967	836	71
37	1944	318	73	37	1940	1510	73	37	1963	830	73
38	1962	311	75	38	1980	1467	75	38	1944	824	75
39	1982	309	76	39	1968	1452	76	39	1943	819	76
40	1966	308	78	40	1967	1449	78	40	1980	817	78
41	1981	308	80	41	1934	1442	80	41	1964	814	80
42	1975	306	82	42	1953	1437	82	42	1955	791	82
43	1971	303	84	43	1955	1435	84	43	1968	776	84
44	1968	294	86	44	1963	1408	86	44	1953	757	86
45	1935	290	88	45	1981	1319	88	45	1974	737	88
46	1964	289	90	46	1982	1315	90	46	1981	729	90
47	1943	276	92	47	1974	1303	92	47	1982	728	92
48	1953	271	94	48	1951	1298	94	48	1933	703	94
49	1951	249	96	49	1933	1230	96	49	1951	686	96
50	1945	237	98	50	1945	1197	98	50	1945	637	98

По расчетным обеспеченностям определяются маловодный и средневодный год. За маловодный принимается год со среднегодовой обеспеченностью 90%, т.е. в данном случае принимаем 1981 год.

Для 1981 года:

$$\alpha_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi,90\%}}{Q_{\Pi,1981}} = \frac{1315}{1319} = 1,0; \quad (2.8)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},90\%}}{Q_{\text{м},1981}} = \frac{289}{308} = 0,999. \quad (2.9)$$

За средневодный год принимается год с обеспеченностью 50%, но в данном случае нет конкретного года, поэтому определяем ближайшие годы от расчетной обеспеченности: 1972 и 1939 годы. Вычисляем коэффициенты приведения по межени и половодью. В итоге принимаем тот год, который будет иметь

коэффициент приведения ближе к единице, т.е. тот год, который требует меньшую корректировку расходов.

Для 1972 года:

$$\alpha_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi,50\%}}{Q_{\Pi,1972}} = \frac{1804}{1806} = 1,0; \quad (2.10)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1972}} = \frac{360}{375} = 0,999. \quad (2.11)$$

Для 1939 года:

$$\alpha_{\Pi} = \frac{Q_{\Pi,50\%}}{Q_{\Pi,1939}} = \frac{1806}{1868} = 0,87; \quad (2.12)$$

$$\alpha_{\text{м}} = \frac{Q_{\text{м},50\%}}{Q_{\text{м},1939}} = \frac{362}{338} = 1,07. \quad (2.13)$$

В качестве расчетного средневодного года принимаем 1972, так как его коэффициенты ближе к единице.

Выбрав окончательно расчетные гидрографы средневодного и маловодного годов, необходимо уточнить годовой сток умножив среднемесячные расходы на вычисленные коэффициенты.

Требуется дополнительная корректировка расходов средневодного года при выполнении следующего условия: объем сезонного и годового стока должен остаться неизменным до корректировки и после нее. Это значит, что месяцы, где расход средневодного года меньше, чем маловодного необходимо скорректировать в сторону увеличения за счет снижения расходов в другие месяцы, но обязательно относящиеся к одному и тому же периоду (сезону) (таблица 2.7 и 2.8).

Таблица 2.7 – Маловодный год (P=90%) с приведением и без приведения (1981 год)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср} , м ³ /с
Q _{90%} , м ³ /с	175	160	150	1385	1825	1435	1215	735	645	545	285	195	729
Q _{пр.90%} , м ³ /с	175	160	150	1385	1825	1435	1215	735	644	544	285	195	729

Таблица 2.8 – Средневодный год (P=50%) с приведением, без приведения, с корректировкой (1972 год)

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср} , м³/с
Q _{50%}	161	141	141	1835	2490	1989	1657	1059	775	644	474	292	972
Q _{пр.50%}	161	141	141	1837	2492	1991	1659	1060	774	643	474	292	972
Q _{кор.50%}	211	191	161	1837	2492	1991	1659	1060	754	643	374	292	972

Гидрографы маловодного и средневодного года представлены на рисунке 2.5.

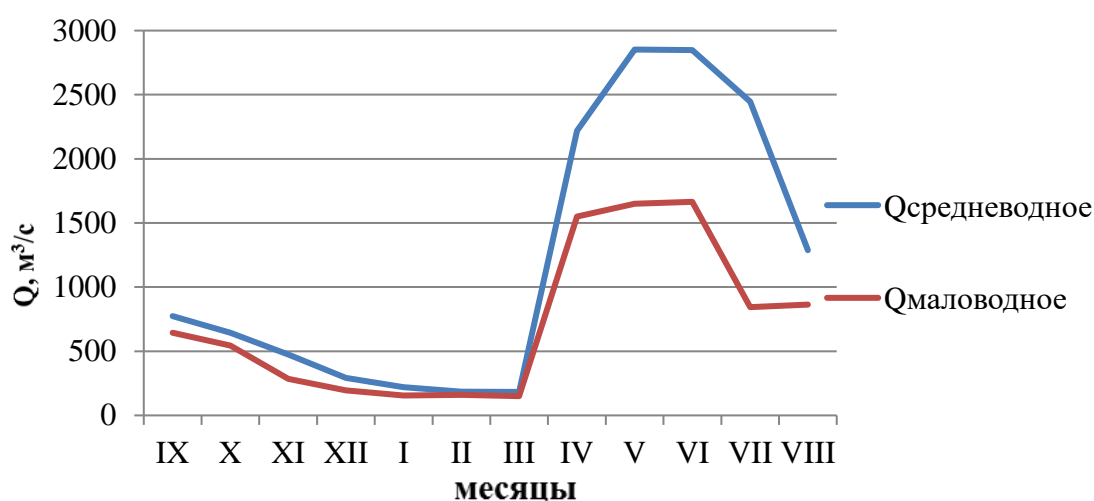


Рисунок 2.5 – Гидрографы маловодного и средневодного года

2.5 Расчет режимов работы ГЭС без регулирования с учетом требований водохозяйственной системы

Главным критерием при определении параметров проектируемой ГЭС является максимум вытеснения тепловых мощностей в энергосистеме.

Для выбранного расчетного маловодного года (1981) вычисляем значение мощности на полезном бытовом стоке для каждого месяца года по формуле:

$$N_{\text{ГЭС}} = k_N \cdot Q^{\text{пр}90\%} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.14)$$

где k_N – коэффициент мощности, $k_N = 8,47$;

$Q^{\text{пр}90\%}$ – полезный бытовой расход расчетного маловодного года, м³/с;

$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}$ – подведенный напор ГЭС, м.

$$H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}} = Z_{\text{ВБ}} - Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t)) - \Delta h, \quad (2.15)$$

где $Z_{\text{ВБ}}$ – отметка верхнего бьефа, соответствующая отметке ВНПУ, м

$Z_{\text{НБ}}(Q_{\text{НБ}}(t))$ – уровень нижнего бьефа, соответствующий среднемесячным бытовым расходам воды, определенным по летней или зимней кривой связи, м;
 Δh - потери напора в водоподводящих сооружениях, $\Delta h = 0,40$ м.

Затем рассчитываем мощность ГЭС в режиме работы по требованиям ВХК по формуле:

$$N_{\text{ВХК}} = k_N \cdot Q_{\text{ВХК}} \cdot H_{\text{ГЭС}}^{\text{подв}}, \quad (2.16)$$

где $Q_{\text{ВХК}}$ – расход воды по требованиям участников водохозяйственного комплекса, м³/с.

Режим работы без регулирования с учетом ВХК представлен в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Режим работы без регулирования с учетом ВХК

Месяц	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Q _{быт90%}	175	160	150	1385	1825	1435	1215	735	644	544	285	195
Q _{ВХК}	410	410	410	650	650	650	650	650	410	410	410	410
Q _{фильтр}	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Q _{испарен}	-	-	-	-	2	2	2	1	1	-	-	-
Q _{лед}	4	3	2	-9	-4	-	-	-	-	-	2	2
сум.потерь	6	5	4	-7	0	4	4	3	3	2	4	4
Q _{пол.быт}	169	155	146	1392	1825	1431	1211	732	641	542	281	191
Z _{вб} , м	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Z _{нб} , м	141	141	141	152	156	153	151	147	146	145	143	142
H _{пол} , м	42	42	42	31	28	31	33	36	37	38	41	42
N _{водот(быт)}	60	56	52	368	434	375	334	226	203	175	97	68
Q _{ВХК}	410	410	410	650	650	650	650	650	410	410	410	410
Z _{вб} , м	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184	184
Z _{нб} , м	144	144	144	146	146	146	146	146	144	144	144	144
H _{ВХК}	39	39	39	37	37	37	37	37	39	39	39	39
N _{ВХК}	137	137	137	205	205	205	205	205	137	137	137	137
N _{вод-N_{ВХК}}	-77	-81	-85	163	229	170	129	21	66	38	-40	-69

Данный расчёт выполняется с целью определения месяцев, в которые ГЭС будет работать на расходах, превышающих требования ВХК. Также по формуле (2.17) рассчитывается мощность, которую мы можем распределить в месяцы регулирования:

$$N_{\text{быт}} - N_{\text{ВХК}} = 466 \text{ МВт.}$$

В таблице 2.10 представлены данные для построения баланса энергии. Баланс энергии изображен на рисунке 2.6.

Таблица 2.10 – Данные для построения баланса энергии

t, мес.	Рср, МВт	Nбыт, МВт	Nвхк, МВт
1	2922	60	137
2	2771	56	137
3	2510	52	137
4	2208	368	205
5	1946	434	205
6	1795	375	205
7	1795	334	205
8	1946	226	205
9	2207	203	137
10	2510	175	137
11	2771	97	137
12	2922	68	137

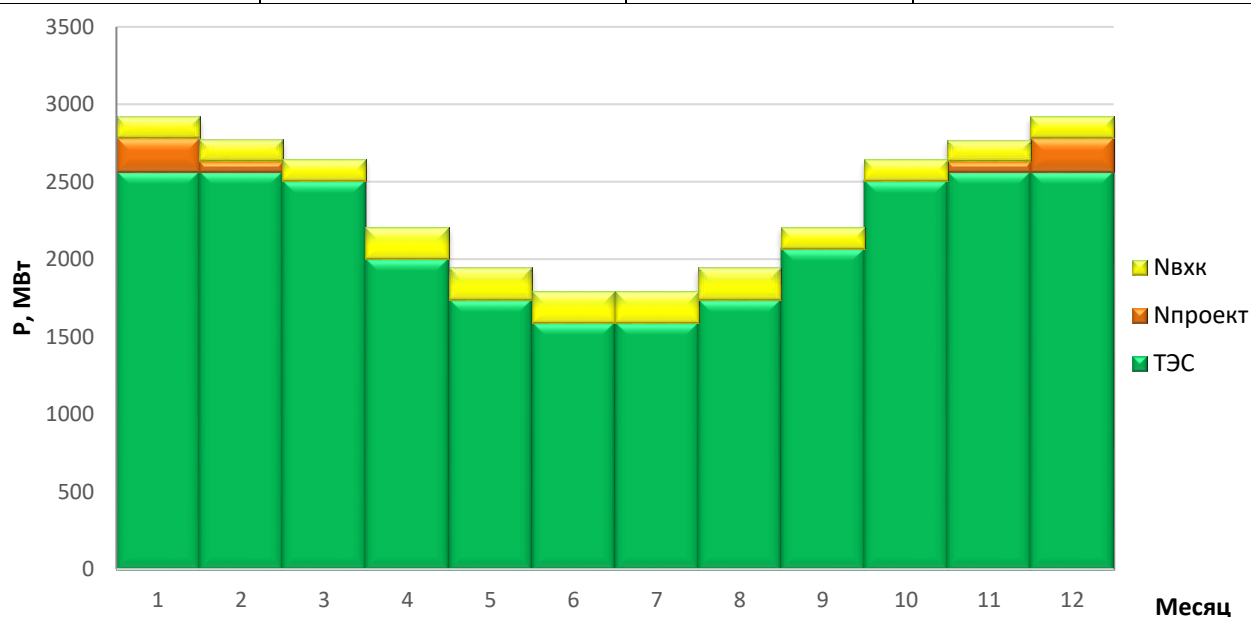


Рисунок 2.6 – Баланс энергии для проектируемой ГЭС, с учётом перераспределения бытовых мощностей

2.6 Водно-энергетические расчеты режима работы ГЭС в маловодном году

Целью ВЭР режима работы ГЭС в маловодном году является:

- определение гарантированной мощности, проектируемой ГЭС;
- отметки $V_{УМО}$;
- полезный объем водохранилища.

Расчет начинается с момента, когда водохранилище наполнено и, следовательно, уровень воды в нем равен $V_{НПУ} = 184$ м. Месяцем, в который начинается сработка водохранилища принимается первый после половодья, в котором мощность ВХК превышает мощность проектируемой ГЭС по водотoku, в рассматриваемом случае это ноябрь.

Регулирование мощности осуществляется регулированием расхода ГЭС. Уровни верхнего и нижнего бьефа определяются с помощью кривых связей, изображенных на рисунке 2.1 и рисунке 2.2.

В приложении А, таблица А.2 представленный расчет при $\delta = 466$ является не верным. Для правильного расчета мы должны соблюдать три условия:

$$Q_{НБ} \geq Q_{ВХК};$$

$$Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон};$$

$$N_{ГЭС} > N_{Гар}.$$

В данном расчете видно, что условие $Z_{ВБнач} = Z_{ВБкон}$ не соблюдается. Это значит что нужно увеличивать $N_{Гар}$.

После увеличения $N_{Гар}$ в приложении А, таблица А.3 приведен верный расчет, так как все три условия выполняются.

По полученным данным приложения А, таблица А.3 построен график сработки и наполнения водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году рисунок 2.7.

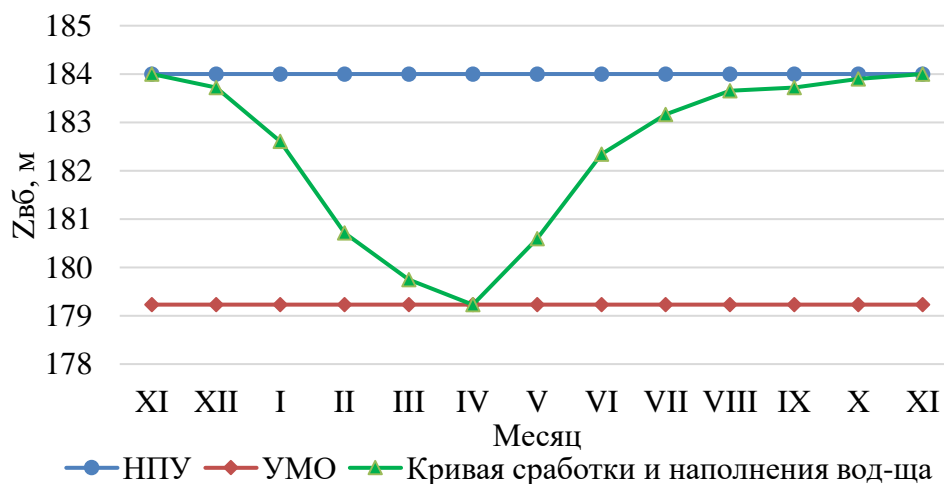


Рисунок 2.7 – График сработки и накопления водохранилища проектируемой ГЭС в маловодном году

Используя кривую связи объёмов водохранилища от уровня воды (рисунок 2.2) определяем полезный объем водохранилища:

$$V_{ПОЛЕЗН} = V_{НПУ} - V_{УМО} = 26,7 - 16,9 = 9,8 \text{ км}^3. \quad (2.17)$$

Определим коэффициент зарегулированности стока, который равен отношению полезного объема водохранилища $V_{ПОЛЕЗН} = 9,8 \text{ км}^3$ к среднему за многолетний период объема годового стока ГЭС $Q_{50\%} = 972 \text{ м}^3/\text{с}$:

$$\beta = \frac{V_{\text{пол}}}{W}, \quad (2.18)$$

$$\beta = \frac{9,8 \cdot 10^9}{3,07 \cdot 10^9} = 0,32.$$

Коэффициент зарегулированности стока $\beta = 0,32$ получим многолетнее регулирование стока т.е. цикл длится несколько лет. Особенностью этого вида регулирования является непостоянство продолжительности цикла регулирования. При неизменном расходе водохранилища период наполнения и период опорожнения водохранилища определяется исключительно гидрологической обстановкой каждого года.

Считается что для того, чтобы водохранилище могло осуществлять многолетнее регулирование его объем должен составлять не менее 30-50% среднего за многолетний период объема годового стока реки.

Проведя ВЭР режима ГЭС в маловодный год получили отметку $\nabla_{\text{УМО}} = 179,23$ м и рассчитали полезный объем водохранилища который составил $V_{\text{ПОЛЕЗН}} = 9,8 \text{ км}^3$. Также из условий маловодного года определяется гарантированная мощность проектируемой Ключевской ГЭС $N_{\text{гар}} = 355 \text{ МВт}$.

2.7 Водно-энергетические расчёты режима работы ГЭС в средневодном году

Задача ВЭР режима работы ГЭС в средневодном году – определить среднемноголетнюю выработку.

Рассматривается режим наполнения водохранилища по отметкам в период наполнения в маловодном году.

По данному режиму рассчитывается выработка ГЭС за период от начала наполнения до начала сработки.

График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в средневодном году представлен на рисунке 2.8. Режим работы проектируемой ГЭС представлен в приложении А, таблица А.4.

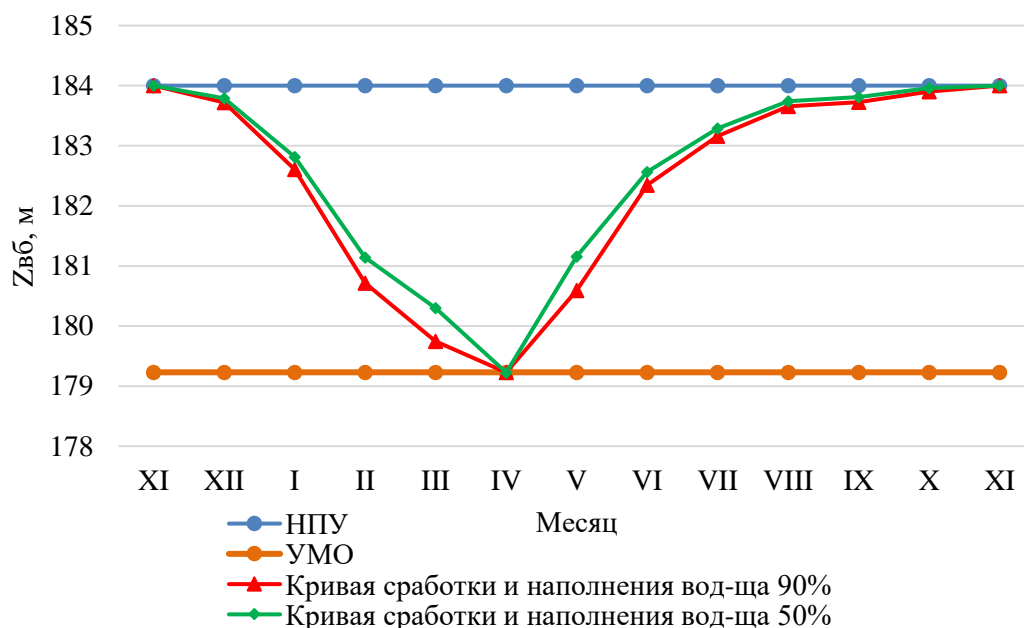


Рисунок 2.8 – График сработки и заполнения водохранилища проектируемой ГЭС в среднемводном году

2.8 Определение установленной мощности ГЭС и планирование капитальных ремонтов

На интегральной кривой нагрузки определяется место работы, проектируемой электростанций.

В часы пиковой нагрузки зимнего дня Ключевская ГЭС будет работать с мощностью $N=406$ МВт ($\Sigma=1,83$ млн.кВт·ч).

В пиковые часы нагрузки летнего дня с $N=390$ МВт ($\Sigma=5,11$ млн. кВт·ч).

Графики интегральных кривых нагрузки для зимнего и летнего периода представлены на рисунке 2.9 и 2.10 соответственно.

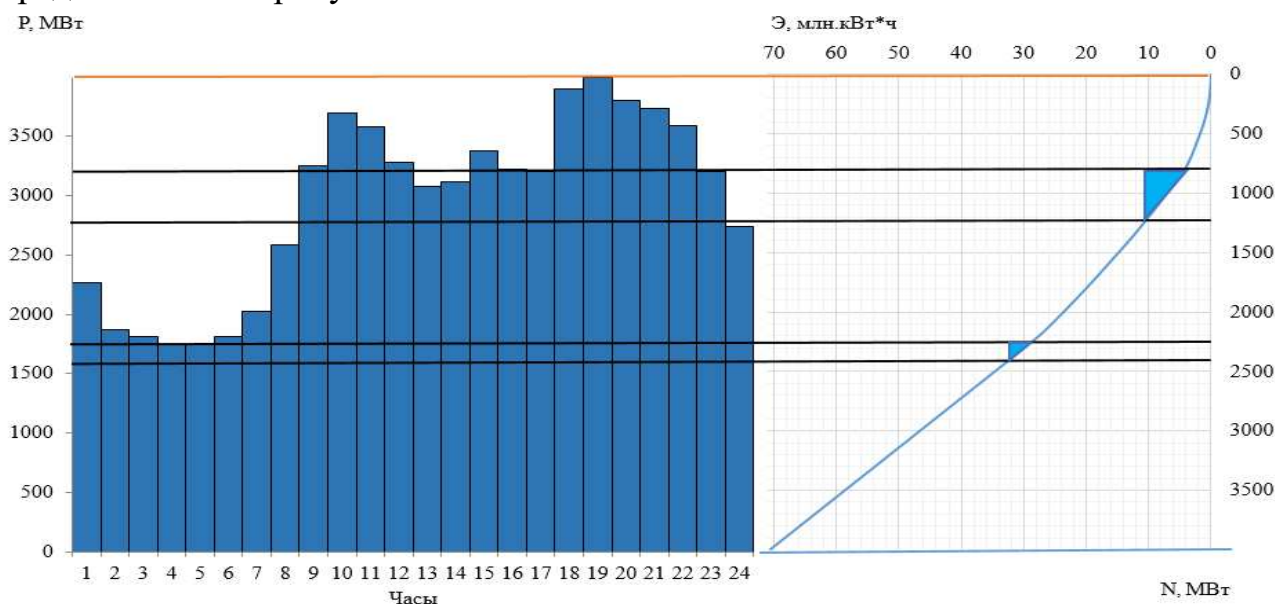


Рисунок 2.9 – График нагрузки и ИКН зимних суток

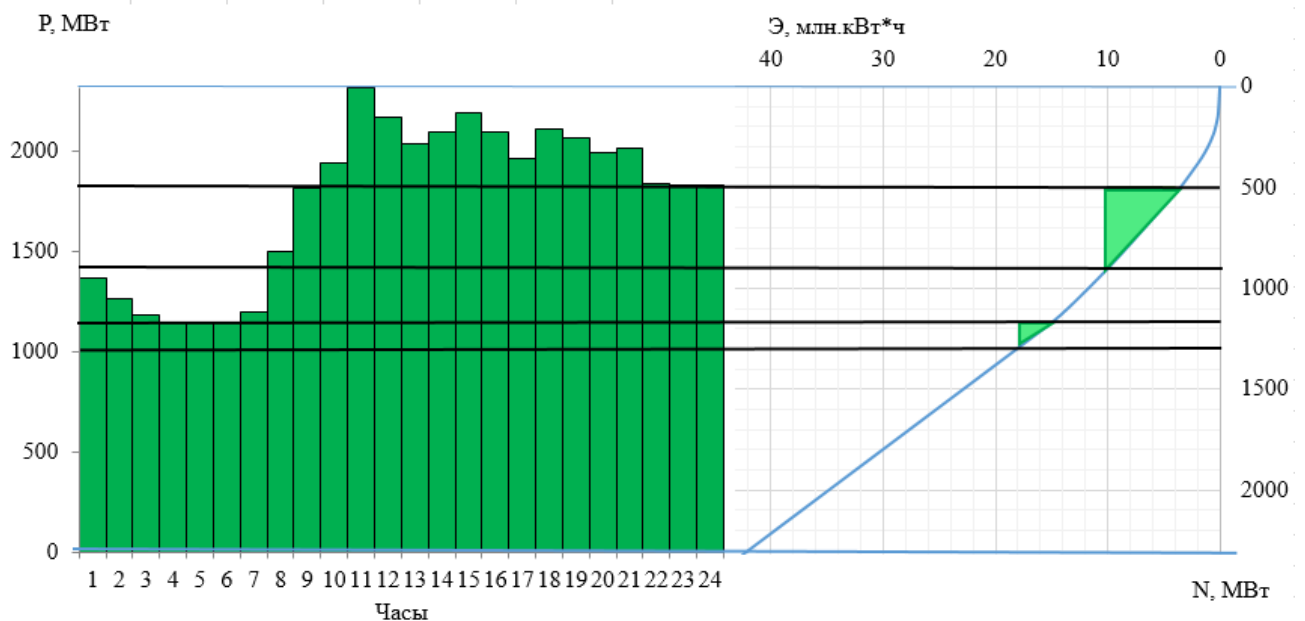


Рисунок 2.10 – График нагрузки и ИКН летних суток

2.9 Баланс мощности

При составлении баланса мощности энергосистемы учитываем, что нагрузочный резерв энергосистемы равен $2,5\% P_t^{max}$, аварийный резерв составляет 8% от P_t^{max} . Нагрузочный резерв расположен на существующих ГРЭС. Аварийный будет размещен как на ГЭС, так и на ТЭС. Установленную мощность ГЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = N_{раб.}^{ГЭС} + N_{рез.}^{ГЭС}. \quad (2.19)$$

Установленная мощность проектируемой ГЭС равна:

$$N_{уст.}^{ГЭС} = 513 \text{ МВт}.$$

Установленную мощность ТЭС представим в виде суммы:

$$N_{уст.}^{ТЭС} = N_{раб.}^{ТЭС} + N_{а.р.}^{ТЭС} + N_{н.р.}^{ТЭС}. \quad (2.20)$$

Планирование капитальных ремонтов оборудования энергосистемы производится с учетом технико-экономических особенностей. Ремонт оборудования ГЭС осуществляется в те месяцы, когда оно не полностью используется в энергосистеме, т.е. на ГЭС имеется свободная мощность.

Ремонтная площадь проектируемой ГЭС:

$$F_{рем}^{пр.ГЭС} = \frac{1 \cdot N_{уст.}^{пр.ГЭС}}{8} \text{ мес} = \frac{513}{8} = 63 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}. \quad (2.21)$$

Капитальный ремонт оборудования ТЭС можно планировать, исходя из расчета останова каждого агрегата на период ремонта в среднем 1 раз в 2 года:

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot \frac{1}{2} \text{мес} + \frac{N_{\text{уст}}^{\text{ТЭС}}}{2} \cdot 1 \text{мес} \right) \cdot \frac{1}{2}, \quad (2.22)$$

$$F_{\text{рем}}^{\text{ТЭС}} = 1528 \text{ МВт} \cdot \text{мес/год}.$$

Данные для построения графика баланса мощностей в маловодном году представлены в таблице 2.11 и изображен на рисунке 2.11 соответственно.

Таблица 2.11 – Баланс мощности энергосистемы в маловодном году

Месяц	ЭС			ТЭС				Проект ГЭС		
	P _{тmax}	N _{ав}	N _н	N _{раб}	N _{ав}	N _н	N _р	N _{раб}	N _н	N _р
1	3969	99	318	3614	289	90		355	9	
2	3752	94	300	3548	284	89		204	5	
3	3376	84	270	3255	260	81		120	3	
4	2941	74	235	2760	221	69		181	5	
5	2565	64	205	2375	190	59	264	190	5	
6	2347	59	188	2151	172	54	500	197	5	
7	2347	59	188	2147	172	54	500	200	5	
8	2565	64	205	2363	189	59	264	202	5	
9	2941	74	235	2806	224	70		135	3	63
10	3376	84	270	3240	259	81		136	3	
11	3752	94	300	3548	284	89		204	5	
12	3969	99	318	3614	289	90		355	9	

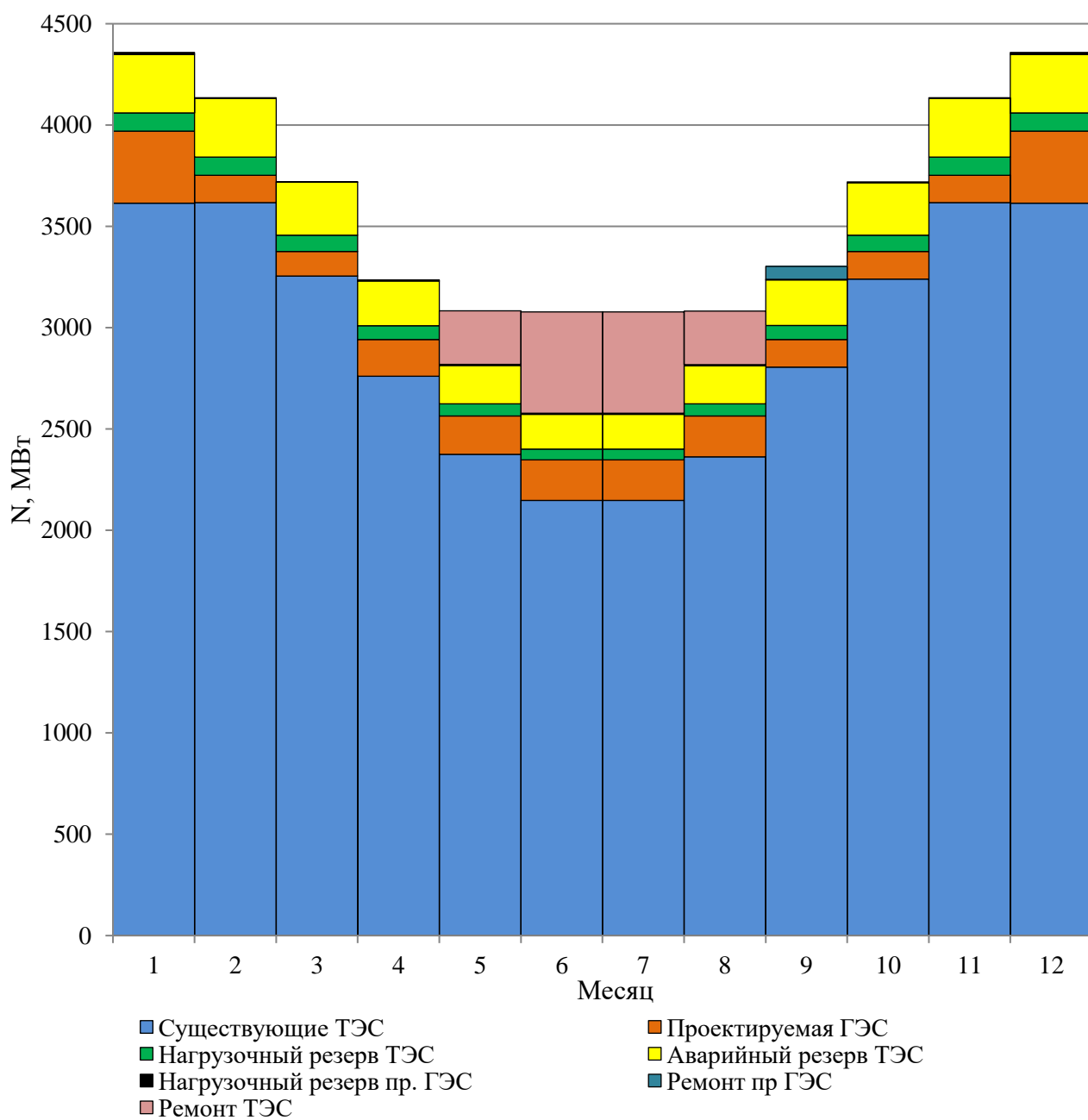


Рисунок 2.11 – Баланс мощности

3 Основное и вспомогательное оборудование

3.1 Построение режимного поля

Необходимо определить область допустимой работы, проектируемой ГЭС, для этого строится режимное поле с указанием линий ограничений для различных режимов.

$Z_{нб}(Q_{нб})$ – отметка уровня воды в нижнем бьефе в зависимости от расхода;
 Δh – потери напора в водоподводящих сооружениях.

Определим ограничения работы турбин:

Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

1) Ограничение по расчетной установленной мощности, определяемое:

$$N_{уст,расч} = k_N \cdot H_{ГЭС} \cdot Q_{ГЭС}, \quad (3.1)$$

где $k_N = 8,5$ – коэффициент мощности.

2) Ограничение по пропускной способности ГЭС (ниже точки расчётного напора), которую до выбора турбинного оборудования строим по зависимости:

$$Q_{ГЭС} = Q_{ГЭС}^{max} \cdot \sqrt{\frac{H_{ГЭС}}{H_{расч}^N}}, \quad (3.2)$$

где $Q_{ГЭС}^{max}$ – максимальная пропускная способность ГЭС.

3) Ограничение по минимальному расходу $Q_{min}=Q_{вхк}=410 \text{ м}^3/\text{с}$

По полученным значениям строится режимное поле с учетом ограничений по минимальному расходу, мощности и пропускной способности, из которого определяем диапазон изменения напоров и расходов (таблица 3.1):

Таблица 3.1 – Расчет режимного поля

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
$Q_{нб}$	$Z_{нб}$	$N_{нпу}$	$N_{умо}$	$N_{вб}$	H	Q	H	Q
0,0	139,0	44,6	39,8	43,2	25	2423	22,8	2656
64,5	140,0	43,6	38,8	42,2	24,8	2442	22,6	2645
132,7	141,0	42,6	37,8	41,2	24,6	2462	22,4	2633
212,5	142,0	41,6	36,8	40,2	24,4	2482	22,2	2621
300,9	143,0	40,6	35,8	39,2	24,2	2503	22	2609
396,1	144,0	39,6	34,8	38,2	24	2524	21,8	2598
497,4	145,0	38,6	33,8	37,2	23,8	2545	21,6	2586
604,0	146,0	37,6	32,8	36,2	23,6	2566	21,4	2574
715,4	147,0	36,6	31,8	35,2	23,4	2588	21,2	2562
831,4	148,0	35,6	30,8	34,2	23,2	2611	21	2549

Окончание таблицы 3.1

Кривая связи		Напорные характеристики			Линия ограничения по расчётной установленной мощности		Линия ограничения по пропускной способности ГЭС	
Qнб	Zнб	Ннпу	Нумо	Нвб	Н	Q	Н	Q
951,7	149,0	34,6	29,8	33,2	23	2633	20,8	2537
1076,0	150,0	33,6	28,8	32,2	22,9	2645	20,6	2525
1204,3	151,0	32,6	27,8	31,2	22,7	2656	20,4	2513
1336,4	152,0	31,6	26,8	30,2			20,2	2500
1472,0	153,0	30,6	25,8	29,2			20	2488
1611,5	154,0	29,6	24,8	28,2				
1754,3	155,0	28,6	23,8	27,2				
1900,8	155,9	27,7	22,9	26,3				
2100,0	157,0	26,6	21,8	25,2				
2550,0	159,0	24,6	19,8	23,2				
3200,0	161,0	22,6	17,8	21,2				
4300,0	164,0	19,6	14,8	18,2				

По полученным значениям построено режимное поле с учетом ограничений по мощности и пропускной способности. Оно отображено на рисунке 3.1.

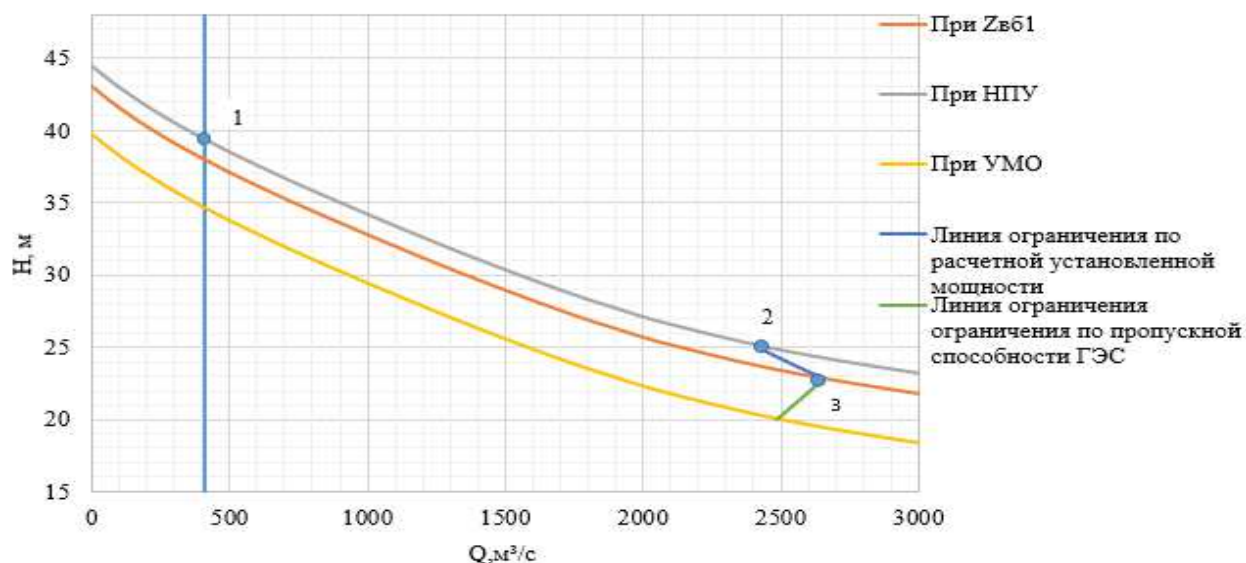


Рисунок 3.1 – Режимное поле Ключевской ГЭС

Из построенного режимного поля определяем:

- максимальный напор $H_{\max} = 39,8$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при НПУ и линии ограничения по минимальному расходу $Q_{\min} = Q_{\text{вхк}} = 410 \text{ м}^3/\text{с}$;

- расчётный напор $H_{\text{расч}} = 22,7$ м. Определяется в точке пересечения линии ограничения по расчетной установленной мощности с линией расчётного напора;

- минимальный напор $H_{\min} = 20$ м. Определяется в точке пересечения напорной характеристики при УМО и линии ограничения по пропускной способности ГЭС.

3.2 Выбор системы и количества гидроагрегатов

Выбор системы и типа турбины производится по максимальному напору, так чтобы значение $H_{\max}=39,8$ м было близко к предельному напору $H_{\text{пред}}$ выбранного типа, но не превышало его, т.е. $H_{\max} \leq H_{\text{пред}}$.

Для данного максимального напора выбираем следующие реактивные гидротурбины:

- поворотно-лопастная ПЛ-40а-В;
- поворотно-лопастная ПЛ-40б-В.

Составим таблицу 3.2 для параметров моделей данных гидротурбин:

Таблица 3.2 – Параметры выбранных типов модельных гидротурбин

Параметр		ПЛ-40а-В	ПЛ-40б-В
Максимальный напор гидротурбин	$H_{\text{пред}}, \text{м}$	40	40
Диапазон регулирования	H_{\min}/H_{\max}	0,5	0,5
Оптимальная приведенная частота вращения	$n'_{1 \text{ opt}}, \text{об/м}$	125	123
Оптимальный приведенный расход	$Q_{1 \text{ opt}}, \text{л/с}$	1020	1150
Оптимальный КПД модели	$\eta_{\text{м opt}}$	0,913	0,904
Приведенный максимальный расход	$Q'_{1 \max}, \text{л/с}$	1700	1620
Коэффициент кавитации	$\sigma (Q'_{1 \max})$	0,65	0,65
Приведенный диаметр рабочего колеса	$D_{1 \text{ м}}, \text{м}$	0,46	0,46
Напор модельной турбины	$H_{\text{мод}}, \text{м}$	4	4
Температура	$t_{\text{мод}}, ^\circ\text{C}$	10	20
Коэффициент вязкости	$\nu_{\text{мод}}$	1,3	1,01

На главных универсальных характеристиках турбин намечаем расчетные точки Р1, предварительно проведя линию через оптимум КПД. $(Q'_{(p1)}) =$

1,700 м³/с, $\eta'_{(p1)} = 0,881$ – для ПЛ40а-В, $Q'_{(p1)} = 1,62$ м³/с, $\eta'_{(p1)} = 0,893$ – для ПЛ40б-В).

Для выбора оптимального рабочего колеса необходимо выполнить основные расчёты для ряда стандартных диаметров. Результаты расчётов представлены в таблицах 3.3, 3.4, для ПЛ40а-В и ПЛ40б-В соответственно.

КПД натурной турбины η_T определим по формуле:

$$\eta_T = 1 - (1 - \eta'_{(p1)}) \cdot \left((1 - \varepsilon) + \varepsilon \cdot \sqrt[10]{\left(\frac{D_{1M}}{D_1}\right)^2 \cdot \frac{H_M}{H_p} \cdot \left(\frac{\nu_H}{\nu_M}\right)^2} \right), \quad (3.3)$$

где $\eta_{(p1)}$, D_{1M} , H_M – КПД, диаметр и напор модельной турбины;

D_1 , H_p – диаметр и расчетный напор натурной турбины;

ν_H , ν_M – коэффициенты кинематической вязкости воды для натурной и модельной турбины соответственно, зависящие от температуры воды для натуральных и модельных условий t_H и t_M ;

ε – коэффициент, выражающий отношение потерь трения ко всем гидравлическим потерям ($\varepsilon=0,75$).

Мощность одного агрегата:

$$N'_a = 9,81 \cdot Q'_{I_p} \cdot D_1^2 \cdot H_p^{1,5} \cdot \eta_T \cdot \eta_{г.ср}, \quad (3.4)$$

где $Q'_{(p1)}$ – приведенный расход в расчетной точке;

$\eta_{г.ср}$ – средний КПД генератора (предварительно принимаем 0,97).

Число устанавливаемых на ГЭС агрегатов находим по формуле:

$$z'_a = \frac{N_{уст}}{N'_a}, \quad (3.5)$$

где $N_{уст} = 513$ МВт – расчетная установленная мощность.

Как правило, число агрегатов получается дробное, что требует округления его в большую сторону. Согласно стандарту, округляемое число должно быть кратно 2 или 3. Благодаря этому условию соблюдается симметрия схемы электрических соединений станции.

Частота вращения турбины:

$$n = n'_{I_p} \cdot \frac{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}{D_1}, \quad (3.6)$$

где n'_{I_p} – приведённая частота вращения модельной гидротурбины в расчётной точке (таблица 3.1);

Δ – поправка на приведённую частоту вращения при переходе от модели к натуре, равная отношению КПД натурной турбины к КПД модели расчетной точке.

По полученной синхронной частоте вращения необходимо принять ближайшее большее стандартное значение синхронной частоты вращения.

Теперь для каждого выбранного диаметра необходимо нанести линии приведённой частоты вращения, соответствующие известным напорам турбины H_{max} , H_p и H_{min} , которые рассчитываются по формулам:

$$n'_{Imax} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{min} \cdot \Delta}}, \quad (3.7)$$

$$n'_{Ip} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_p \cdot \Delta}}, \quad (3.8)$$

$$n'_{Imin} = \frac{n_c \cdot D_1}{\sqrt{H_{max} \cdot \Delta}}, \quad (3.9)$$

Рассчитаем произведение приведённого расхода в расчётной точке на КПД:

$$Q'_I \cdot \eta_T = \frac{N_a}{9,81 \cdot D_1^2 \cdot (\Delta \cdot H_p)^{1,5}}. \quad (3.10)$$

Приведенный расход определяем по формуле:

$$Q'_I = \frac{Q_{min}}{D_1^2 \cdot \sqrt{H \cdot \Delta}}, \quad (3.11)$$

где Q_{min} – минимальный расход через станцию.

Результаты расчетов параметров оборудования для различных значений диаметров гидротурбин ПЛ40а-В и ПЛ40б-В представлены в таблицах 3.3 и 3.4.

Таблица 3.3 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D_1 гидротурбины ПЛ40а-В

$D_1, \text{м}$	6	6,30	8	9,50	10,00
Ω_T	0,92	0,9217	0,92	0,9237	0,9239
$N'_{ар}, \text{кВт}$	58037	64003,08	103333	145843,3	161640,9
Z_a	8,84	8,02	5,07	3,52	3,17
Z_a	9	8	6	4	4
$N_{ар}, \text{кВт}$	57000	64125	85500	128250	128250
Δ_I	1,046	1,046	1,046	1,048	1,049
n'_c	101,5	96,7	76,2	64,2	61,0
n_c	107,1	100	83,3	65,2	62,5
n'_{Hmin}	100	98	103	96	97
$n'_{Hрасч}$	132	129	137	127	128

Окончание таблицы 3.3

D1,м	6	6,30	8	9,50	10,00
n' Hmax	140	138	146	135	136
Q'1*ηТ	1,558	1,570	1,298	1,381	1,246
Q'1*ηТ при Hmax	0,671	-	0,559	-	-
Qmin Hmax	0,625	-	0,750	-	-
Qmax Hmin	1,765	-	1,430	-	-

Таблица 3.4 – Результаты расчета параметров оборудования для различных значений D1 гидротурбины ПЛ40Б-В

D1,м	6	6,3	7,50	8,00	8,50
ηТ	0,93	0,93	0,9293	0,9295	0,9298
N'агр.кВт	55715	61440	87147,09	99184,22	112001,5
Z'a	9,21	8,35	5,89	5,17	4,58
Za	10	9	6	6	5
Nагр,кВт	51300	57000	85500	85500	102600
Δl	1,039	1,04	1,041	1,041	1,041
n'с	99,6	94,9	79,7	74,7	70,4
nc	107,1	100	83,3	83,3	75
n' Hmin	100	98	97	104	99
n' Hрасч	132	130	129	137	131
n' Hmax	141	138	137	146	140
Q'1*ηТ	1,385	1,395	1,477	1,298	1,380

Дальнейший расчет гидротурбины ПЛ40Б-В не рассматривается, так как не прошла при определении зоны работы турбины.

Анализируя характеристики, представленные на данном этапе, приходим к выводу, что в дальнейшем будем рассматривать турбину ПЛ40-В диаметром 8 м [Приложение Б синим цветом] и 6 м [Приложение Б зелёным цветом].

3.3 Определение отметки установки рабочего колеса гидротурбины

Исходя из условия безкавитационной работы гидротурбины, необходимо определить допустимое заглубление рабочего колеса.

Расчетное значение высоты отсасывания определяется наиболее неблагоприятным с точки зрения кавитации режимом работы гидротурбинного оборудования. Расчёт производим по формуле:

$$\forall Z_{p.k.} = Z_{н.б.} (Q_{н.б.}) + H_s, \quad (3.12)$$

где $Z_{н.б.} (Q_{н.б.})$ – отметка уровня воды в НБ при $Q_{н.б.}$, соответствующим расчётному значению высоты отсасывания H_s .

Высота отсасывания рассчитывается для трех наиболее опасных с точки зрения кавитации случаев, то есть требующими наибольшего заглубления рабочего колеса:

1. Работа одного агрегата с расчётной мощностью при НПУ;
2. Работа одного агрегата с расчётной мощностью и $H_{расч}$;
3. Работа одного агрегата при H_{min} и соответствующей ему мощности на линии ограничения.

Высоту отсасывания определим по формуле:

$$H_s = B - \frac{Z_{НБ}(Q_{НБ})}{900} - \sigma \cdot H - 1,5 + Z_{х.п.л.}, \quad (3.13)$$

где $B=10,33$ м вод. ст. – барометрическое давление;

$Z_{НБ}(Q_{НБ})$ – отметка НБ при данном расходе;

1,5- конструктивный запас;

σ – коэффициент кавитации, определяемый по универсальной характеристике для расчётных условий;

$Z_{х.п.л.}$ – разность отметок характерных плоскостей модельной и натурной турбин, которая для ПЛ равна 0.

Расчёты всех выбранных гидротурбин представлены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Результаты расчета высоты отсасывания гидротурбины

Тип турбины	D_1 , м	Z_a , шт	n_c , об/мин	N_a , МВт	H_{s1} , м	H_{s2} , м	H_{s3} , м
ПЛ40а-В-600	6,0	9	107,1	57	3,27	-6,43	-4,86
ПЛ40а-В-800	8,0	6	83,3	85,5	0,88	-0,78	2,24

Проанализировав полученные результаты, окончательно принимаем к установки гидротурбину ПЛ40а-В-800, так как её высота отсасывания соответствует допустимой.

Теперь определим отметку расположения рабочего колеса, которое будет рассчитывается для самого неблагоприятного случая, то есть $H_s = -0,78$. Для этого случая $Z_{НБ}=144,53$. Тогда заглубление по формуле (3.12):

$$\nabla Z_{p.k.} = 144,53 + (-0,78) = 143,75 \text{ м.}$$

Такая отметка расположения рабочего колеса позволит обеспечивать безкавитационную работу гидротурбины во всех расчётных режимах.

3.4 Выбор типа серийного гидрогенератора

Гидрогенератор подбирается по справочным данным серийных типов по расчетному значению его номинальной мощности и синхронной частоте вращения.

Номинальная мощность гидрогенератора:

$$S_{\text{ном}} = \frac{N_a}{\cos\varphi}, \quad (3.14)$$

где $\cos\varphi$ принимаем в пределах от 0,81 до 0,9.

$$S_{\text{ном}} = \frac{83,3}{0,81} = 102,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Число полюсов гидрогенератора:

$$P = \frac{6000}{n_c} = \frac{6000}{83,3} = 72. \quad (3.15)$$

Выбираем гидрогенератор СВ-1160/180-72.

Вес ротора этого гидроагрегата равен 491 тонн. Поэтому принимаем в машинном зале два мостовых крана КМ 250/30 общей суммой грузоподъёмности 500 тонн.

3.5 Гидромеханический расчет и построение плана спиральной камеры

Целью гидромеханического расчета спиральной камеры является определение размеров её радиальных сечений и формы спирали в плане представленной на рисунке 3.2.

Угол охвата спиральной камеры $\varphi_{\text{сп}} = 210^\circ$ – рекомендуемый угол охвата спиральной камеры.

Наружный радиус входного сечения:

$$r_{\text{вх}} = 1,56 \cdot D_1 = 1,56 \cdot 8,0 = 12,51 \text{ м}, \quad (3.16)$$

Диаметр расположения входных кромок статора:

$$D_{\text{нар}} = 11,95;$$

$$r_a = \frac{D_{\text{нар}}}{2} = \frac{11,95}{2} = 5,98 \text{ м}; \quad (3.17)$$

$$D_{\text{вн}} = 10,45;$$

$$r_b = \frac{D_{\text{вн}}}{2} = \frac{10,45}{2} = 5,23 \text{ м}; \quad (3.18)$$

Высота статора:

$$B_{\text{ст}} = b_0 + 0,0033 \cdot D_1 = 3,2 + 0,0033 \cdot 8 = 3,23 \text{ м}, \quad (3.19)$$

$$b_0 = 0,35 \cdot D_1 = 0,350 \cdot 8 = 3,2 \text{ м}, \quad (3.20)$$

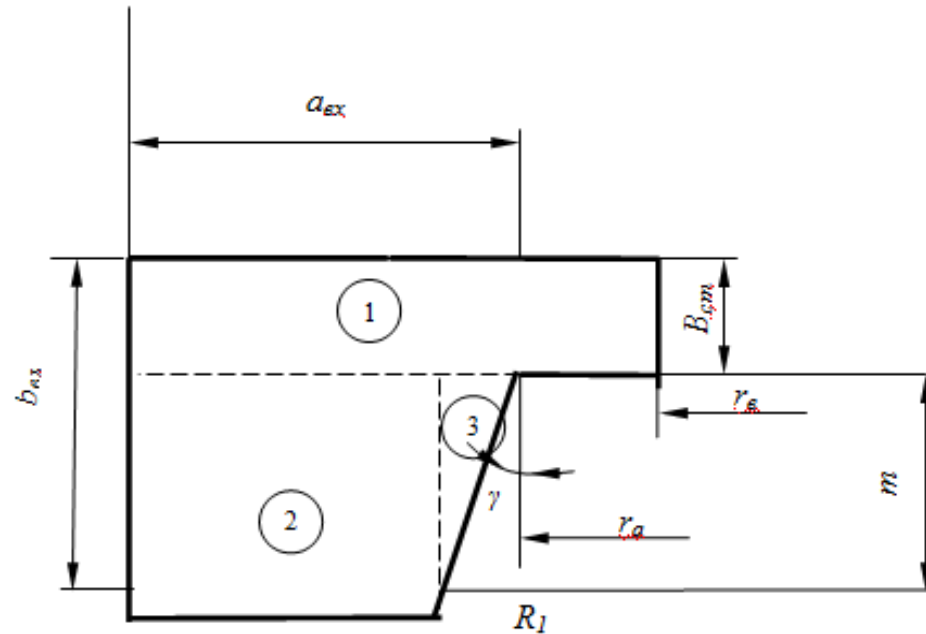


Рисунок 3.2 – Входное сечение спиральной камеры

Определение полного расхода через турбину при расчетных значениях напора и мощности:

$$Q_0 = \frac{N}{9,81 \cdot H_p \cdot \eta_{onm}} = \frac{85500}{9,81 \cdot 22,7 \cdot 0,922} = 416,65 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.21)$$

Определение расхода через входное сечение спирального канала камеры:

$$Q_i = \frac{Q_0 \cdot \varphi}{360} = \frac{416,65 \cdot 210}{360} = 243,05 \text{ м}^3/\text{с}. \quad (3.22)$$

Определение площади входного поперечного сечения:

$$F_{\text{BX}} = \frac{Q_i}{V_{\text{BX}}} = \frac{243,05}{4,22} = 57,59 \text{ м}^2, \quad (3.23)$$

где V_{BX} - определяется по графику в зависимости от напора.

Высота входного сечения определяется из квадратного уравнения:

$$b_{\text{BX}} = b_0(r_a - r_b) + (r_{\text{BX}} - r_a)b_{\text{BX}} - \frac{(b_{\text{BX}} - b_0)^2}{2} \tan 15^\circ; \quad (3.24)$$

Решив данное квадратное уравнение получим:

$$b_{\text{BX}} = 16,44 \text{ м},$$

$$a_{\text{BX}} = r_{\text{BX}} - r_a = 12,51 - 5,975 = 6,535 \text{ м}. \quad (3.25)$$

Дальнейший расчет спиральной камеры выполнен аналитическим методом. Результаты расчета сведены в таблицу 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет спиральной камеры

Величина	Сечения									
	вх	1	2	3	4	5	6	7	8	вых
ai	6,53	5,72	4,91	4,10	3,29	2,49	1,68	0,87	0,06	-0,75
радиус, ri м	12,51	11,70	10,89	10,08	9,27	8,46	7,65	6,84	6,03	5,225
высота, b, м	16,44	14,80	13,16	11,52	9,88	8,24	6,60	4,96	3,32	1,68
Rk	9,52	9,08	8,64	8,20	7,76	7,33	6,89	6,45	6,01	5,57
Rk/ra	1,59	1,52	1,45	1,37	1,30	1,23	1,15	1,08	1,01	0,93
ln Rk/ra	0,47	0,42	0,37	0,32	0,26	0,20	0,14	0,08	0,01	-0,07
ri/ra	2,09	1,96	1,82	1,69	1,55	1,42	1,28	1,15	1,01	0,87
ln ri/ra	0,74	0,67	0,60	0,52	0,44	0,35	0,25	0,14	0,01	-0,13
b*ln ri/ra	12,14	9,94	7,90	6,02	4,34	2,87	1,63	0,67	0,03	-0,23
Rk*ctgy	35,54	33,90	32,26	30,62	28,98	27,34	25,70	24,06	22,42	20,78
Rk*ctgy*ln Rk/ra	16,56	14,20	11,91	9,71	7,59	5,57	3,65	1,83	0,12	-1,47
ra/rb	1,14									
ln ra/rb	0,13									
mi	13,24	11,60	9,96	8,32	6,68	5,04	3,40	1,76	0,12	-1,52
Ji	9,24	7,77	6,37	5,06	3,85	2,76	1,81	1,03	0,46	0,15
φ	210,00	176,50	144,75	114,99	87,54	62,78	41,22	23,49	10,48	3,43

По рассчитанным промежуточным сечениям спирали построен график $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$. График представлен на рисунке 3.3.

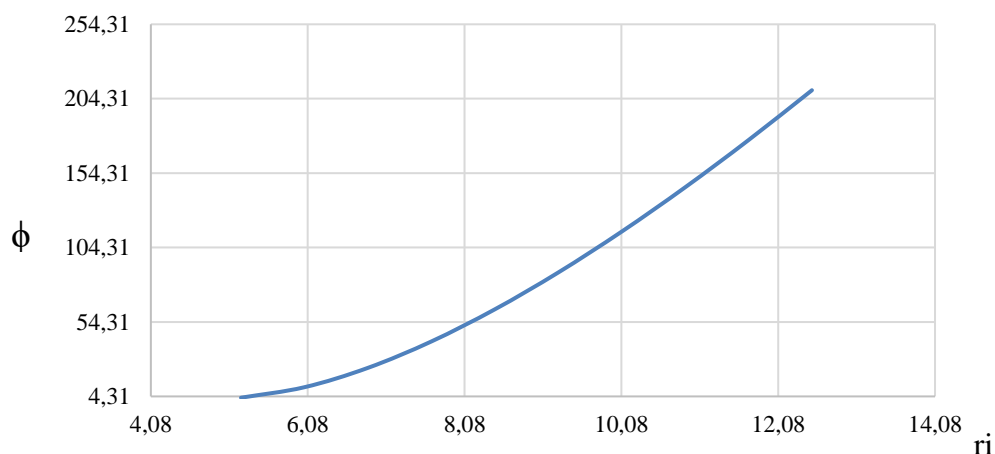


Рисунок 3.3 – График $\varphi_{\text{сп}} = f(r_i)$

Далее необходимо получить значения для построения плана спирали. Для этого разобьём угол охвата спиральной камеры через интервалы 15° и найдём соответствующее каждому углу значение r . Результаты расчета представлены в таблице 3.7.

Таблица 3.7 – Радиус сечений спиральной камеры

φ	θ	15	30	45	60	75	90	105
$r, \text{м}$	3,663	4,939	5,607	6,035	6,402	6,769	7,136	7,478

Окончание таблицы 3.7

φ	120	135	150	165	180	195	210
$r, \text{м}$	7,779	8,043	8,295	8,570	8,883	9,195	9,352

Определение ширины подвода:

$$B' = 2,885 \cdot D_1 = 2,885 \cdot 8 = 23,08 \text{ м}, \quad (3.26)$$

Так как ширина подвода $B' > 7$ (м), то необходимо установить промежуточный бычок, толщину которого можно приближённо назначить из выражения:

$$b = 1 + \frac{Q_{\max}}{400} = 1 + \frac{416,65}{400} = 2,04 \text{ м}. \quad (3.27)$$

Определим ширину подвода с учётом ширины бычка:

$$B = B' + b = 23,08 + 2,04 = 25,12 \text{ м}. \quad (3.28)$$

3.6 Заглубление водозабора на величину воронкообразования

Средняя скорость воды в водоводе:

$$v = \frac{4 \cdot Q}{\pi \cdot D^2} = \frac{4 \cdot 446}{3,14 \cdot 18,3^2} = 1,7 \text{ м/с} \quad (3.29)$$

где $Q=446$ м³/с- расход через турбину при отметке НПУ и работе агрегата с установленной мощностью.

$D=9,6$ м-диаметр водовода.

Минимальная разность отметок мёртвого объема и верхней кромки водовода:

$$H_{\text{кр}} = 0,5 \cdot D \cdot \left(\frac{v}{\sqrt{g \cdot D}} \right)^{0,55} = 0,5 \cdot 8 \cdot \left(\frac{1,7}{\sqrt{9,81 \cdot 8}} \right)^{0,55} = 1,6 \text{ м}. \quad (3.30)$$

3.7 Расчет вала на прочность

Для построения чертежа гидроагрегата необходимо знать размеры вала, также необходимо произвести его расчёт на прочность. Расчет вала на прочность производим с учетом совместного действия скручивающих, изгибающих и растягивающих усилий.

Предварительный расчет наружного диаметра вала:

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot M_{кр}}{\tau_{доп}} \right)^{0,33}, \quad (3.31)$$

где $\tau_{доп} = 30 \div 35$ МПа.

Принимаем $\tau_{доп} = 30$ МПа, а крутящий момент $M_{кр}$ определяем по формуле:

$$M_{кр} = \frac{0,00974 \cdot N}{n_{синх}} = \frac{0,00974 \cdot 85500}{83,3} = 10,0 \text{ кН} \cdot \text{м}. \quad (3.32)$$

$$D_B^* \geq \left(\frac{5,1 \cdot 10,0}{30} \right)^{0,33} = 1,2 \text{ м}. \quad (3.33)$$

Окончательно принимаем диаметр вала 1,2 метра.

3.8 Выбор маслonaпорной установки и электрогидравлического регулятора

По номограмме для турбины ПЛ 40а–В определим тип маслonaпорной установки: МНУ 25/2-40-25-3.

Маслonaпорная установка с гидроаккумулятором ГА 25/2-40 вместимостью 25 м³, состоящим из 2 сосудов на давление 4 МПа (40 кгс/см²), с маслonaсосным агрегатом МА 25-3, имеющим сливной бак вместимостью 25 м³ с 3 насосами.

Электрогидравлический регулятор выбираем типа ЭГРК–МП–100–4. Электрогидравлический регулятор на микропроцессорах с главным золотником диаметра 100 мм.

3.9 Выбор геометрических размеров машинного зала

По рекомендациям, исходя из диаметра шахты гидроагрегата, которая равна 10,45 метра, а также исходя из обеспечения свободных проходов с каждой стороны не менее двух метров, с учётом размещения вспомогательного оборудования ширину машинного зала принимаем равной 29 метрам.

Ширину монтажной площадки принимаем равной 31 метрам. При такой ширине будет возможно раскладка узлов одного гидроагрегата в зоне работы

мостового крана, с учётом, что расстояние между частями будет не менее 1,5 метров.

Определим ширину блока гидроагрегата. Для приплотинных заданий ГЭС длина блока:

$$B_{\text{бл}} = 4 \cdot D_1 = 4 \cdot 8 = 32 \text{ м.} \quad (3.34)$$

Теперь определим длину машинного зала:

$$L_{\text{мз}} = B_{\text{бл}} \cdot n_{\text{агр}} + B_{\text{м.п.}} = 32 \cdot 6 + 31 = 223 \text{ м.} \quad (3.35)$$

Высоту и пролёт машинного зала назначаем минимально возможными их условия проноса наиболее крупного монтажного узла. Принимаем $H_{\text{мз}}=10,5$ метров.

4 Электрическая часть

4.1 Выбор структурной схемы электрических соединений

Выбор главной схемы электрических соединений является важным и ответственным этапом в проектировании электростанций. Надёжность такой схемы, является одним из основных условий надёжности энергосистемы в целом. В связи с этим, к главной схеме ГЭС выдвигается ряд требований, таких как:

- 1) Надёжность и безотказность в работе;
- 2) Маневренность схемы, то есть её возможность легко приспосабливаться к изменяющимся условиям работы, как во время эксплуатации, так и при расширении станции;
- 3) Простота и наглядность;
- 4) Ремонтопригодность и безопасность обслуживания;
- 5) Экономичность, минимум затрат на ресурсы и время строительства распределительного устройства (РУ).

Электрические схемы ГЭС строятся, как правило, по блочному принципу. Все генераторы соединяются в блоки с повышающими трансформаторами, параллельная работа блоков осуществляется на высоком напряжении, где предусматривается РУ.

В зависимости от числа и мощности гидроагрегатов применение получили простые блоки, в которых каждому генератору соответствует повышающий трансформатор, а также укрупнённые блоки с несколькими генераторами, присоединёнными к общему трёхфазному трансформатору или группе из однофазных трансформаторов.

Применение укрупнённых блоков возможно только в том случае, когда общая мощность одного такого блока не превышает допустимой величины снижения генерируемой мощности в ЭС (аварийный резерв).

$$P_{\text{бл}} = 2 \cdot P_{\Gamma}; \quad (4.1)$$

$$P_{\text{бл}} = 2 \cdot 83 = 166 \text{ МВт};$$

$$P_{\text{Ав.Рез}} = S_{\text{Ав.Рез}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}; \quad (4.2)$$

$$P_{\text{Ав.Рез}} = 220 \cdot 0,80 = 176 \text{ МВт}.$$

$$P_{\text{бл}} < P_{\text{Ав.Рез}}; \quad (4.3)$$

Из (4.3) видно, применение укрупнённых блоков в структурной схеме возможно.

Варианты рассматриваемых блочных схем представлены на рисунках 4.1 и 4.2.

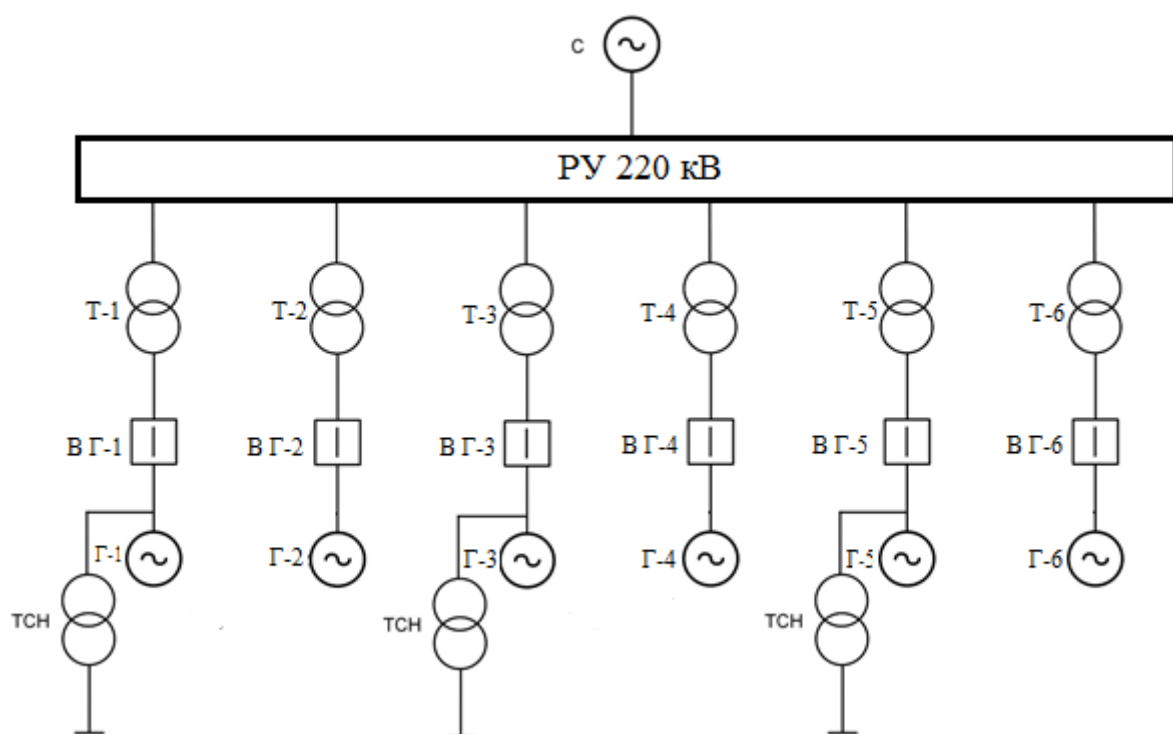


Рисунок 4.1 – Структурная схема электрических соединений с простыми блоками

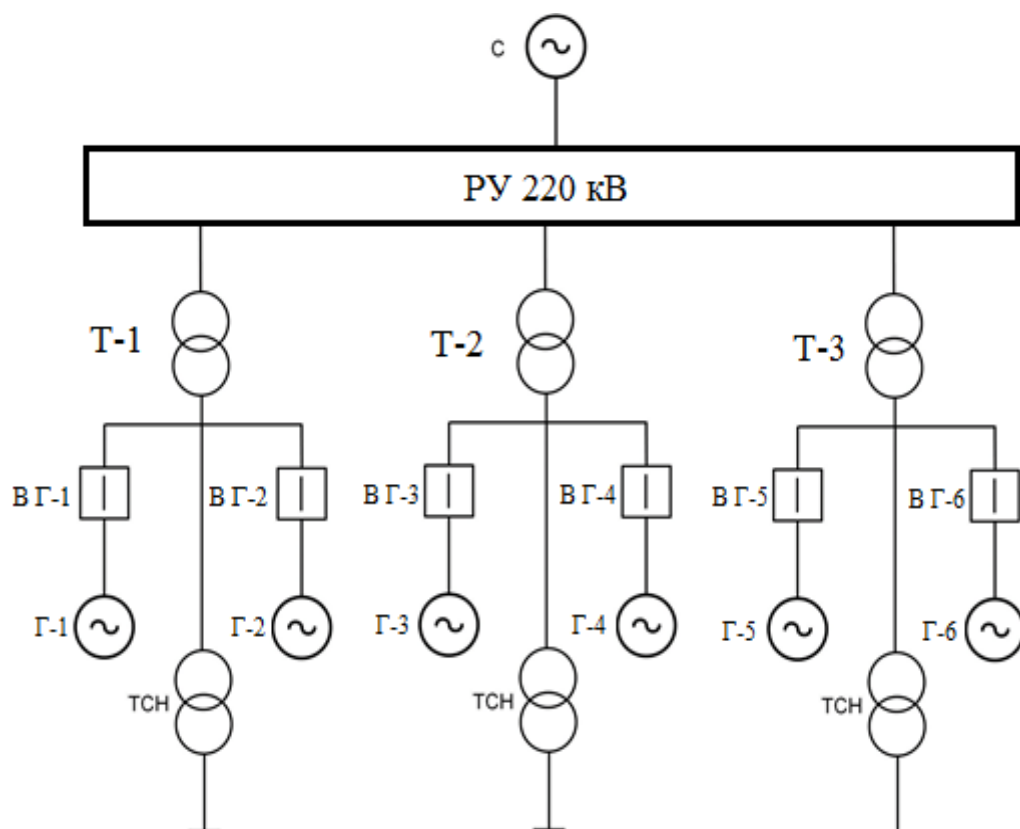


Рисунок 4.2 – Структурная схема электрических соединений с укрупненными блоками

4.2 Выбор основного оборудования главной схемы ГЭС

4.2.1 Выбор трансформаторов ВН для схемы с простыми блоками

Выбор трансформаторов включает в себя определение их числа, типа и номинальной мощности.

Трансформатор блока должен обеспечить выдачу мощности генераторов в сеть повышенного напряжения за вычетом мощности нагрузки, подключенной на ответвлении от генератора т.е. нагрузка собственных нужд. Расчётная мощность блочного трансформатора определится как:

$$S_{\text{расч}} = \frac{P_{\Gamma} - P_{CH}}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{83 - 5,13}{0,80} = 97,34 \text{ МВ} \cdot \text{А} . \quad (4.4)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-125000/220. Данные приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Данные трансформатора ТДЦ-125000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДЦ-125000/220-У1, УХЛ1	125000	242	13,8	Yн/D-11	90	380	11	0,55

Время максимальных потерь τ рассчитываются по формуле 4.5.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760; \quad (4.5)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4483}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2592 \text{ ч/год}.$$

Время работы блока в течение года:

$$t_{\text{раб}} = 8760 - \mu \cdot T_{\text{пл}} - \omega \cdot T_{\text{в}}; \quad (4.6)$$

$$t_{\text{раб}} = 8760 - 1 \cdot 32 - 0,03 \cdot 70 = 8725,9 \text{ ч};$$

где $\mu = 1$, частота ремонтов (текущих, средних, капитальных), 1/год;

$T_{\text{пл}} = 32$, время плановых простоев блока в течение года, ч;

$\omega = 0,03$, параметр потока отказов трансформатора блока, 1/год;

$T_{\text{в}} = 70$, среднее время аварийно-восстановительных ремонтов трансформатора, ч.

Потери холостого хода в трансформаторе ТДЦ-125000/220 (6 одиночных):

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}}; \quad (4.7)$$

$$\Delta W_{xx} = 1 \cdot 0,09 \cdot 8725,9 = 785,3 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.8)$$

$$\Delta W_H = \frac{0,38}{1} \cdot \left(\frac{97,34}{125} \right)^2 \cdot 2592,4 = 597,38 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H); \quad (4.9)$$

$$И_{\text{пот}} = 3,57 \cdot (785,3 + 597,38) = 4936,2 \text{ тыс. руб/год}.$$

Значения $\beta_1 = 3,57 \text{ руб./}(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ – стоимость 1кВт/ч за 2017 года согласно Единым сценарным условиям РусГидро для Кемеровской области.
Для шести блоков:

$$И_{\text{пот1}}^{220} = 6 \cdot 4936,2 = 29617,2 \text{ тыс. руб/год}. \quad (4.10)$$

4.2.2 Выбор трансформаторов ВН для схемы с укрупненными блоками

Расчётная мощность трансформатора укрупненного блока определится как:

$$S_{\text{расч}} = \frac{2 \cdot (P_{\Gamma} - P_{\text{CH}})}{\cos \varphi_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot (83 - 5,13)}{0,80} = 194,68 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.11)$$

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТДЦ-225000/220. Данные приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Данные трансформатора ТДЦ-225000/220

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток ХХ, %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДЦ-225000/220-У1, УХЛ1	225000	242	13,8	Yн/D-11	110	530	11	0,4

Потери холостого хода в трансформаторе ТДЦ-225000/220:

$$\Delta W_{xx} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot t_{\text{раб}}; \quad (4.12)$$

$$\Delta W_{xx} = 1 \cdot 0,110 \cdot 8725,9 = 959,85 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

где n_T – число параллельно работающих трансформаторов.

Нагрузочные (переменные) потери в трансформаторе:

$$\Delta W_H = \frac{\Delta P_K}{n_T} \cdot \left(\frac{S_{\text{расч}}}{S_{T \text{ ном}}} \right)^2 \cdot \tau; \quad (4.13)$$

$$\Delta W_H = \frac{0,53}{1} \cdot \left(\frac{194,68}{225} \right)^2 \cdot 2592,4 = 1028,62 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Величина издержек на потери электрической энергии для одного трансформатора:

$$И_{\text{пот}} = \beta_1 \cdot (\Delta W_{xx} + \Delta W_H); \quad (4.14)$$

$$И_{\text{пот}} = 3,57 \cdot (959,85 + 1028,62) = 7098,84 \text{ тыс. руб./год}.$$

Значения $\beta_1 = 3,57 \text{ руб./}(\text{кВт} \cdot \text{ч})$ – стоимость 1кВт/ч за 2017 года согласно Единым сценарным условиям РусГидро для Кемеровской области.

Для схемы с тремя укрупненными блоками:

$$И_{\text{пот}2}^{220} = 6 \cdot 7098,84 = 42593,04 \text{ тыс. руб./год}. \quad (4.15)$$

4.2.3 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность, потребляемая на собственные нужды (СН) проектируемой электростанции, составляет 1,0% от $P_{\text{уст.ГЭС}}$:

$$P_{\text{СН}} = 0,01 \cdot P_{\text{ГЭС}}; \quad (4.16)$$

$$P_{CH} = 0,01 \cdot 513 = 5,13 \text{ МВт.}$$

$$S_{CH} = \frac{P_{CH}}{\cos\varphi_{ном}} = \frac{5,13}{0,80} = 6,41 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.17)$$

В проекте принято два напряжения собственных нужд 6 кВ и 0,4 кВ, соответственно необходимо предусмотреть 2 ступени трансформации.

Для первой ступени трансформации 13,8 кВ – 6 кВ, трансформатор собственных нужд (ТСН) выбирается исходя из условия: $S_{ТСН} \geq S_{CH}$.

По каталогу ООО "Тольяттинский Трансформатор" выбираем трансформатор ТСЗ-2500/13,8. На станции будет установлено 2 трансформатора данного типа, что позволит полностью покрыть нагрузку системы СН. Данные ТСН приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Данные трансформатора ТСЗ-2500/13,8

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %	Ток XX, %
		ВН	НН		XX	КЗ		
ТСЗ-2500	2500	13,8	6,3	Yн/D-11	11	60	8	0,75

Трансформатор ТСЗ-2500/13,8 сухой трёхфазный двухобмоточный, защищённого исполнения.

Для второй ступени трансформации 6 кВ – 0,4 кВ по каталогу "Чебоксарского электрозавода трансформаторов" выбран трансформатор ТСЗ-630/6, каталожные данные которого приведены в таблице 4.4.

Таблица 4.4- Данные трансформатора ТСЗ- 630/6

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность, кВ·А	Номинальное напряжение обмоток, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Напряжение КЗ, %
		ВН	НН		XX	КЗ	
ТСЗ-630/6	630	6	0,4	Yн/D-11	1,92	8,5	8

Трансформатор ТСЗ-630/6 сухой трёхфазный двухобмоточный, защищённого исполнения.

4.3 Распределительное устройство

4.3.1 Выбор количества отходящих воздушных линий РУ ВН

Суммарная мощность, выдаваемая с РУ в энергосистему:

$$S_{\Sigma} = n_{\Gamma} \cdot \left(\frac{P_{ГЭС} - P_{CH}}{\cos\varphi_{\Gamma}} \right) = 6 \cdot \left(\frac{83 - 5,13}{0,80} \right) = 584,025 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (4.18)$$

Пропускная способность ВЛ 220 кВ на одну цепь, составляет $P_{\text{пред}} = 135 \text{ МВт}$, тогда:

$$S_{\text{пред.}} = \frac{1,2 \cdot P_{\text{пред}}}{\cos \varphi_{\Gamma}} = \frac{1,2 \cdot 135}{0,80} = 202,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \quad (4.19)$$

Число отходящих ВЛ определено по формуле:

$$n_{\text{л}} = \frac{S_{\Sigma}}{S_{\text{пред.}}} = \frac{584,025}{202,5} = 2,88. \quad (4.20)$$

Принимаем 3 отходящих линий. Окончательное число ВЛ принимается равным $n_{\text{л}} = n + 1 = 4$.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\Sigma}}{n_{\text{л}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{584,025}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,383 \text{ кА}. \quad (4.21)$$

Расчётный ток ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{T}} \cdot \alpha_{\text{i}} \cdot I_{\text{раб}} = 1,1 \cdot 1,05 \cdot 0,383 = 0,442 \text{ кА}. \quad (4.22)$$

где $\alpha_{\text{i}} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий участие потребителя в максимуме нагрузки ;

$\alpha_{\text{T}} = 1,1$ – коэффициент, учитывающий изменение тока в процессе эксплуатации.

Исходя из величины расчётного тока и минимального диаметра провода по условиям недопущения короны ВЛ 220 кВ, выбираем провод АС – 240/39. Допустимый продолжительный ток $I_{\text{доп}} = 610 \text{ А}$.

Проверка провода по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (4.23)$$

$$I_{\text{п.ав}} = \frac{584,025}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,510 \text{ А}.$$

$I_{\text{доп}} > I_{\text{п.ав}}$, следовательно, выбранный провод удовлетворяет условию нагрева.

4.3.2 Число присоединений распределительного устройства

Число присоединений проектируемого РУ 220 кВ – 10, в первом случае:
6 – простых блока;

4 – ВЛ 220 кВ.

Число присоединений проектируемого РУ 220 кВ – 7, во втором случае:

3 – блока;

4 – ВЛ 220 кВ.

Согласно:

- Стандарту организации ОАО «ФСК ЕЭС»: «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35-750 кВ»;

- Стандарту организации ПАО «РусГидро»: «Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования».

При напряжении 110-220 кВ и количестве присоединений от 5 до 15 применяется схема с двумя рабочими и обходной системой шин.

Структурные схемы выбранных РУ ВН представлены на рисунках 4.3, 4.4.

Рисунок 4.3 – структурная схема проектируемого РУ ВН одиночных

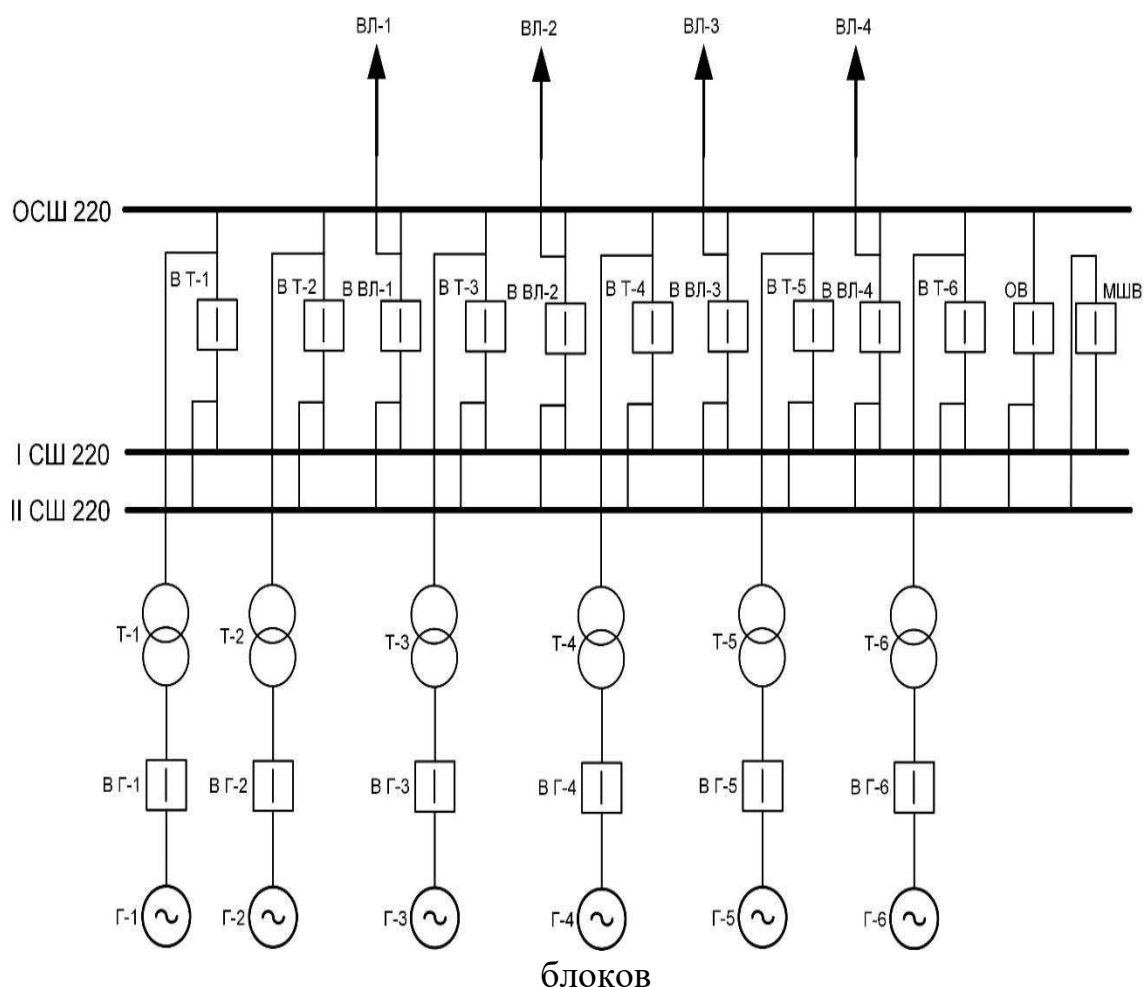


Схема РУ с укрупненным блоком:

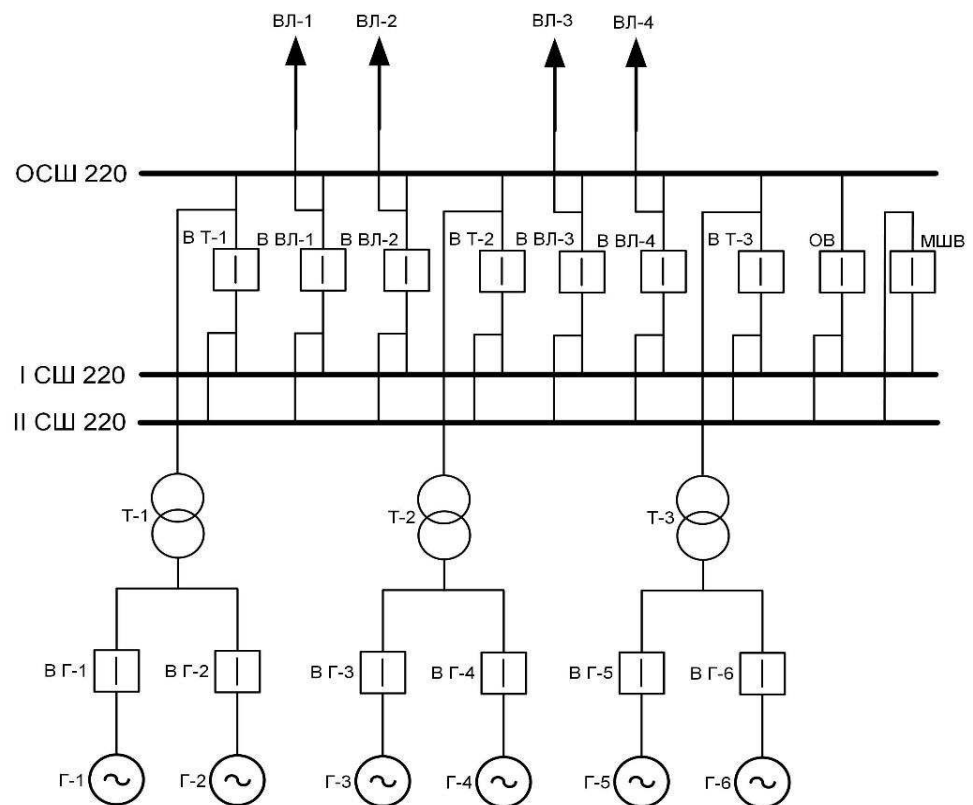


Рисунок 4.4 – структурная схема проектируемого РУ ВН с укрупненным блоком

4.3.3 Выбор главной схемы на основании технико-экономического расчёта

Рассматриваемые схемы различаются только количеством блочных трансформаторов.

$$K_i = K_T + K_{ОРУ} + K_{ТСН}, \quad (4.24)$$

где $K_{ОРУ}$ - расчетная стоимость ОРУ.

$$K_{ОРУ}^{220} = 12 \cdot 45000000 = 540000 \text{ тыс.руб.}; (1 \text{ случай});$$

$$K_{ОРУ}^{220} = 9 \cdot 45000000 = 405000 \text{ тыс.руб.}; (2 \text{ случай});$$

- расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора единичного (укрупненного) блока.

$$K_T^{220} = 540\,000 \text{ тыс руб.}; (1 \text{ случай});$$

$$K_T^{220} = 486\,000 \text{ тыс.руб.}; (2 \text{ случай});$$

- расчетная стоимость блочного трехфазного двухобмоточного трансформатора собственных нужд.

$$K_{TCH}^{220}=5400 \text{ тыс. руб.}; (1 \text{ случай})$$

$$K_{TCH}^{220}=5400 \text{ тыс. руб.}; (2 \text{ случай})$$

Таким образом, для 1 случая:

$$K_1^{220}=(540000+540000+5400)=1,085 \text{ млн.руб.}$$

Для 2 случая:

$$K_2^{220}=(405000+486000+5400)=896400 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные годовые издержки по вариантам составят:

1 случай:

$$И_1=0,084 \cdot K_1 + И_{\text{пот}1}^{220};$$

$$И_1 = 0,084 \cdot 1,085 + 29617,2 = 120791 \text{ тыс.руб./год}$$

2 случай:

$$И_2=0,084 \cdot K_2 + И_{\text{пот}2}^{220}$$

$$И_2=0,084 \cdot 896400 + 42593,04 = 117891 \text{ тыс.руб./год.}$$

Приведённые затраты рассчитываются по формуле:

$$З_i = E_n \cdot K_i + И_i, \quad (4.25)$$

где E_n – нормативный коэффициент, $E_n=0,15$.

$$З_1=0,15 \cdot 1,085 + 120791 = 10,97 \text{ млн.руб./год};$$

$$З_2=0,15 \cdot 896400 + 117891 = 252351 \text{ тыс.руб./год.}$$

Рассчитаем разницу между вариантами:

$$P = \frac{З_1 - З_2}{З_1} \cdot 100\%; \quad (4.26)$$

$$P = \frac{10974791 - 252371}{10974791} \cdot 100\% = 97,7\%$$

Так как разница капиталовложения между укрупненным блоком и одиночным блоком более 5 %(97,7%), принимаем окончательную схему с укрупненным блоком в целях экономии.

4.4 Расчёт токов КЗ

Расчёт токов короткого замыкания произведён в программном комплексе RastrWin.

Сопротивление генератора:

$$x_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = 0,26 \cdot \frac{13,8^2}{103,75} = 0,48 \text{ Ом}, \quad (4.27)$$

$$r_{\Gamma} = \frac{x_{\Gamma}}{\omega \cdot T_d} = \frac{0,48}{314 \cdot 0,045} = 0,03 \text{ Ом}, \quad (4.28)$$

где x_d'' – сверхпереходное продольное сопротивление генератора;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность генератора;

Схема для расчёта в программном комплексе представлена на рисунке 4.5

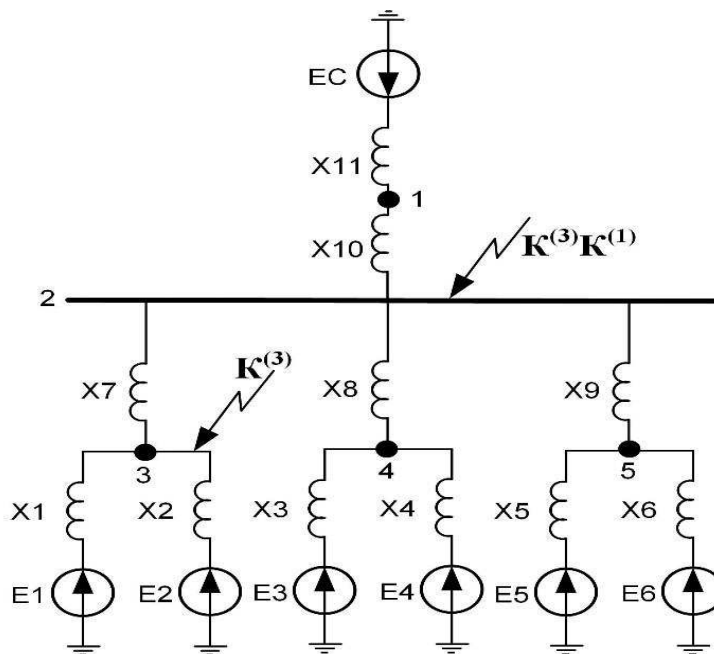


Рисунок 4.5 – Схема для расчёта в программном комплексе RastrWin

Сопротивление трансформатора:

$$x_{\text{T225}} = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{T.ВН}}^2}{S_{\text{T}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{225} = 28,63 \text{ Ом}, \quad (4.29)$$

$$r_{T225} = \Delta P_k \cdot \frac{U_{T.BH}^2}{S_T^2} = 0,53 \cdot \frac{242^2}{225^2} = 0,61 \text{ Ом.} \quad (4.30)$$

где $u_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.1;

$U_{T.BH}$ – напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, из таблицы 4.2;

S_T – полная номинальная мощность трансформатора, из таблицы 4.1;

$P_{кз}$ – потери короткого замыкания трансформатора, из таблицы 4.1.

Удельные сопротивления проводов воздушных линий АС 240/39:

$$x_{o,уд} = 0,40 \text{ Ом/км,}$$

$$r_{o,уд} = 0,12 \text{ Ом/км.}$$

Сопротивление воздушной линии 220 кВ:

$$x_{вл} = x_{o,уд} \cdot l = 0,40 \cdot 100 = 40,0 \text{ Ом,} \quad (4.31)$$

$$r_{вл} = r_{o,уд} \cdot l = 0,12 \cdot 100 = 12,0 \text{ Ом,} \quad (4.32)$$

где l – длина электропередачи

ЭДС генераторов:

$$E_r = 1,13 \cdot U_{ном} = 1,13 \cdot 13,8 = 15,59 \text{ кВ,} \quad (4.33)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение генератора.

ЭДС системы:

$$E_c = 230 \text{ кВ.}$$

На рисунках (4.6-4.8) представлены исходные данные из таблиц программы «RastrKZ», необходимые для расчета. На рисунках (4.9-4.11) представлены результаты расчёта.

Узлы/Несим/ИД								
Ветви/Несим/ИД								
Генератор/Несим								
Состав/Несим								
	О	S	s0	Тип0	Номер	Название	№ АРМ	U_ном
1	<input type="checkbox"/>			зак	1	Система		220
2	<input type="checkbox"/>			зак	2	Шина		220
3	<input type="checkbox"/>			у	3	Г1-Г2		14
4	<input type="checkbox"/>			у	4	Г3-Г4		14
5	<input type="checkbox"/>			у	5	Г5-Г6		14

Рисунок 4.6 – Узлы

Узлы/Несим/ИД x Ветви/Несим/ИД x Генератор/Несим x Состав/Несим x Узлы x											
	O	S	Тип	s0	tip0	N_нач	N_кон	N_л	Название	R	X
1	<input type="checkbox"/>		ЛЭП		Выкл	1	2		Система - Шина	12,00	40,00
2	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	3		Шина - Г1-Г2	0,61	28,63
3	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	4		Шина - Г3-Г4	0,61	28,63
4	<input type="checkbox"/>		Тр-р		Тр-р	2	5		Шина - Г5-Г6	0,61	28,63

Рисунок 4.7 – Ветви

Узлы/Несим/ИД x Ветви/Несим/ИД x Генератор/Несим x Состав/Несим x Узлы x												
	S	s0	N арг	Название	N узла	r	x	r2	X2	r0	X0	E
1			1	Система	1	0,061	1,500	0,061	1,50	0,061	1,50	230,000
2			2	Ген1	3	0,030	0,480	0,030	0,48	0,004	0,21	15,590
3			3	Ген2	3	0,030	0,480	0,030	0,48	0,004	0,21	15,590
4			4	Ген3	4	0,030	0,480	0,030	0,48	0,004	0,21	15,590
5			5	Ген4	4	0,030	0,480	0,030	0,48	0,004	0,21	15,590
6			6	Ген5	5	0,030	0,480	0,030	0,48	0,004	0,21	15,590
7			7	Ген6	5	0,030	0,480	0,030	0,48	0,004	0,21	15,590

Рисунок 4.8 – Генераторы

Узлы/Несим/ИД x Ветви/Несим/ИД x Генератор/Несим x Состав/Несим x Узлы x								
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1		1	1	3ф	2			5,22

Рисунок 4.9 – Результат для трёхфазного КЗ на Uвн

Узлы/Несим/ИД x Ветви/Несим/ИД x Генератор/Несим x Состав/Несим x Узлы x								
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1		1	1	1ф	2			5,8

Рисунок 4.10 – Результат для однофазного КЗ на Uвн

Узлы/Несим/ИД x Ветви/Несим/ИД x Генератор/Несим x Состав/Несим x Узлы x								
	S	№	№ сост	Тип	П 1	П 2	П 3	I 1
1		1	1	3ф	3			77,5

Рисунок 4.11 – Результат для трёхфазного КЗ на Ug

Таблица 4.5 – Результаты расчетов КЗ

Тип КЗ	PI	$I_{п.0}$	i_y
1ф	2	5,8	15,15
3ф	2	5,22	13,63
3ф	3	77,5	186,37

4.5 Выбор электрических аппаратов

4.5.1 Расчет рабочих токов присоединений

Значения рабочих токов присоединений необходимы для выбора аппаратов и проводников по рабочему режиму. Рабочий режим делится на нормальный и утяжелённый.

Под нормальным режимом установки понимают режим, предусмотренный планом эксплуатации. В нормальном режиме функционируют все элементы данной электроустановки без вынужденных отключений и без перезагрузок.

Утяжелённым режимом называется режим при вынужденном отключении части присоединений вследствие их повреждения или в связи с профилактическим ремонтом. При этом рабочие токи других присоединений могут заметно увеличиться и значительно превышать рабочие токи нормального рабочего режима.

Расчётный ток присоединения генераторов Г1-Г6:

$$I_{Г \text{ раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ НОМ}}} = 1,05 \cdot \frac{103,75}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4,56 \text{ кА}, \quad (4.34)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение генератора;

$S_{\text{НОМ}}$ – полная номинальная мощность генератора.

Рабочий максимальный ток в линии связи с системой 220кВ:

$$I_{\text{раб.мах.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{584,025}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,383 \text{ кА}. \quad (4.35)$$

Расчетный ток утяжеленного режима определяется при отключении одной из линии связи:

$$I_{\text{раб.утж.}} = \frac{S_{\Sigma}}{(n_{\text{л}}-1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{584,025}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,510 \text{ кА}. \quad (4.36)$$

Расчётный ток присоединения трансформаторов Т1-Т3:

$$I_{\text{Т раб.мах}} = 1,05 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{Г \text{ НОМ}} \cdot K_{\text{Т}}} = 1,05 \cdot \frac{103,75}{\sqrt{3} \cdot 13,8 \cdot 15,95} = 0,29 \text{ кА}, \quad (4.37)$$

4.5.2 Выбор электротехнического оборудования 220 кВ

Выбран ВЭБ-220 – элегазовый баковый выключатель, со встроенным трансформатором тока типа ТВГ-220. Производитель ОАО "УРАЛЭЛЕКТРОТЯЖМАШ".

Проверка выключателя представлена в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Проверка выключателя

Расчётные данные	ВЭБ-220
$U_{py} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб.мах}} = 252 \text{ кВ}$
$I_{T \text{ раб.мах}} = 0,29 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 3,15 \text{ кА}$
Проверка:	
$I_{п.0} = 5,22 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} = 50 \text{ кА}$
$i_y = 13,63 \text{ кА}$	
$I_{п.0} = 5,8 \text{ кА}$	
$i_y = 15,15 \text{ кА}$	
$Вк.расч=1,09 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$Вк.ном=7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран разъединитель РД-220. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат".

Проверка разъединителя РД-220 представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка разъединителя

Расчетные данные	Разъединитель РД-220
$U_{py} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{T \text{ раб.мах}} = 0,29 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1,25 \text{ кА}$
Проверка:	
$I_{п.0} = 5,22 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.}} = 10 \text{ кА}$
$i_y = 13,63 \text{ кА}$	$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$I_{п.0} = 5,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.ст.}} = 80 \text{ кА}$
$i_y = 15,15 \text{ кА}$	
$B = I_{п.0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 5,8^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 1,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Проверка трансформатора тока ТВГ-220 представлена в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Проверка трансформатора тока

Расчетные данные	Трансформатор тока ТВГ - 220
$U_{py} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{T \text{ раб.мах}} = 0,29 \text{ кА}$	$I_{\text{ном}} = 1,0 \text{ кА}$
	$I_{2\text{ном}} = 5 \text{ А}$
Проверка	
$I_{п.0} = 5,22 \text{ кА}$	$I_{\text{терм.}} = 63 \text{ кА}$
$i_y = 13,63 \text{ кА}$	
$I_{п.0} = 5,8 \text{ кА}$	$t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$
$i_y = 15,15 \text{ кА}$	
$B = I_{п.0}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + 0,01) = 5,8^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 1,35 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 63^2 \cdot 3 = 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНГ - 220. Производитель ОАО ВО "Электроаппарат".

Параметры трансформатора напряжения ЗНГ-220 представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор трансформатора напряжения ЗНГ – 220. Напряжения указаны в киловольтах

$U_{1ном}$	$U_{2ном}$
$220/\sqrt{3}$	$0,1/\sqrt{3}$

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. ОПНп-220 УХЛ1. Производитель ООО "Разряд - М".

Высокочастотный заградитель исходя из тока рабочего утяжелённого режима – ВЗ-1250-0,5. Фильтр присоединения – ФПМ – РС 4400 укомплектован конденсатором связи ООО «Конденсатор».

4.5.3 Выбор электротехнического оборудования на генераторном напряжении 13,8 кВ

Выбран ВГГ-20 - генераторный элегазовый выключатель, компании "Высоковольтный союз". Проверка элегазовый выключателя ВГГ-20 представлена в таблице 4.10.

Таблица 4.10 – Выключатель на генераторное напряжение 13,8 кВ

Расчётные данные	ВГГ-20
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{п.0} = 77,5 \text{ кА}$	$I_{ном} = 6,3 \text{ кА}$
$i_y = 186,37 \text{ кА}$	
	$I_{ном.откл} = 90 \text{ кА}$
	$I_{дин.ст.} = 120 \text{ кА}$
	$I_{терм.} = 90 \text{ кА}$
	$t_{терм} = 3 \text{ с}$
$B = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + 0,01) = 77,5^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 240,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 90^2 \cdot 3 = 24300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран разъединитель РЛ-15. Производитель ЗАО "Электроцит – Самара". Проверка разъединителя РЛ-15 представлена в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Проверка разъединителя РЛ-15

Расчётные данные	РЛК-15
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 15 \text{ кВ}$
$I_{п.0} = 77,5 \text{ кА}$	$I_{ном} = 6,3 \text{ кА}$
$i_y = 186,37 \text{ кА}$	
	$I_{дин.ст.} = 125 \text{ кА}$
	$I_{терм.} = 10 \text{ кА}$
	$t_{терм} = 3 \text{ с}$

Окончание таблицы 4.11

Расчётные данные	РЛК-15
$B = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + 0,01) = 77,5^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 240,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор тока ТШЛ-20. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока". Проверка трансформатора тока ТШЛ-20 представлена в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Выбор и проверка трансформатора тока ТШЛ-20

Расчётные данные	ТШЛ-20
$U_{\Gamma} = 13,8 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 20 \text{ кВ}$
$I_{п.0} = 77,5 \text{ кА}$	$I_{ном} = 5000 \text{ А}$
$i_y = 186,37 \text{ кА}$	$I_{терм.} = 120 \text{ кА}$
	$t_{терм} = 3 \text{ с}$
$B = I_{п.0}^2 \cdot (t_{откл} + 0,01) = 77,5^2 \cdot (0,03 + 0,01) = 240,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 120^2 \cdot 3 = 43200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбран трансформатор напряжения ЗНОЛ-20. Производитель ОАО "Свердловский завод трансформаторов тока". Параметры трансформатора напряжения ЗНОЛ-20 представлены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Выбор и проверка трансформатора напряжения

$U_{1ном}, \text{кВ}$	$U_{2ном}, \text{В}$
$20/\sqrt{3}$	$100/\sqrt{3}$

Исходя из ПУЭ, трансформаторы со всех сторон защищаются ограничителями перенапряжений. В цепи 13,8 кВ блочного трансформатора устанавливаем ОПНп-15/680/17,5 фирмы ЗАО «Полимер-аппарат».

Выбран, производимый российской компанией ООО «АСУ-ВЭИ» (г. Москва), микропроцессорный автоматический синхронизатор типа АС-МЗ.

Предназначен для включения в сеть синхронного генератора методом точной автоматической синхронизации, а также для включения в сеть синхронного компенсатора, работающего в режиме выбега.

Выбран отечественный анализатор, производимый фирмой ООО «ЮПЗ Ромсвязькомплект». АПКЭ-1 предназначен для автоматизации измерений и регистрации параметров качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц и напряжением от 0,4 до 750 кВ.

4.6 Компоновка схемы собственных нужд

Для энергоснабжения собственных нужд ГЭС должно предусматриваться не менее двух независимых источников питания.

В качестве независимых источников питания в данном случае приняли:

- 1) Гидрогенератор.
- 2) Дизель-генератор
- 3) Подстанция местного района, имеющая связь с энергосистемой.

В соответствие с технической политикой РусГидро от 2 сентября 2011 года, собственные нужды выполняются с одной секционированной системой шин.

Согласно приказу Минэнерго РФ от 30.06.2003 N 285 "Об утверждении Рекомендаций по проектированию технологической части гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций", секционирование целесообразно выполнять двумя выключателями.

Схема электроснабжения собственных нужд ГЭС делится на схему агрегатных нужд и общестанционных нужд. Собственные нужды определяются потребностью в электроэнергии для приведения в действие систем и механизмов, рассредоточенных на всём гидроэнергетическом узле, чтобы обеспечить его бесперебойную работу.

В данном проекте рассматривается блочная схема, поэтому питание собственных нужд должно осуществляться путем устройства ответвлений от блока, с установкой в цепях этих ответвлений трансформаторов СН.

5 Релейная защита и автоматика

Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами регулирования.

Рассмотрим защиты основных элементов ГЭС: генераторов, трансформаторов, ОРУ и ЛЭП.

5.1 Технические данные защищаемого оборудования

Параметры гидрогенератора представлены в таблице 5.1, а параметры силового трансформатора в таблице 5.2.

Таблица 5.1- Параметры гидрогенератора

Тип		СВ-1160/180-72
мощность номинальная	полная (МВА)	103,5
	активная (МВт)	83
номинальное напряжение (кВ)		13,8
коэффициент мощности $\cos \varphi$		0,80
частота (Гц)		50
частота вращения (об/мин)		83,3
число фаз обмотки статора (количество параллельных ветвей)		1
номинальный ток статора (кА)		4,33
ток ротора при номинальной нагрузке (А)		1300
напряжение на кольцах ротора при номинальной нагрузке (В)		355
индуктивное сопротивление по продольной оси (о.е.)	синхронное X_d	0,89
	переходное X'_d	0,35
	сверхпереходное X''_d	0,26
индуктивное сопротивление обратной последовательности X_2		0,39
емкость обмотки статора		0,91

Таблица 5.2- Параметры силового трансформатора

Тип	ТДЦ-125000/220
мощность номинальная (МВА)	225
номинальное напряжение (ВН) (кВ)	242
номинальное напряжение (НН) (кВ)	13,8
напряжение короткого замыкания (%)	11
группа соединений (НН/ВН)	$\Delta/Y0$

5.2 Расчёт номинальных токов

Для дальнейшего расчёта необходимо знать номинальные токи на генераторном и на высшем напряжении.

На генераторном напряжении:

$$I_{\text{нг}}^{(1)} = \frac{P_{\text{ном}} / \cos \varphi}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{83 / 0,80}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 4340,6 \text{ А.} \quad (5.1)$$

Номинальный ток генераторного напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{нг}}^{(2)} = \frac{I_{\text{нг}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = \frac{4340,6 \cdot 1}{6000/5} = 3,60 \text{ А.} \quad (5.2)$$

На высшем напряжении распределительного устройства:

$$I_{\text{вн}}^{(1)} = \frac{83 / 0,80}{\sqrt{3} \cdot 220} = 272,27 \text{ А.}$$

Номинальный ток высшего напряжения приведённый к низшей стороне трансформатора тока:

$$I_{\text{вн}}^{(2)} = \frac{I_{\text{вн}}^{(1)} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{тт}}} = 272,27 = 3,93 \text{ А.}$$

5.3 Перечень защит основного оборудования

В соответствии с ПУЭ [8, глава 3] принимаем к установке следующие виды защит на основном оборудовании.

Защиты генератора СВ – 1160/180-72 – 103,5 МВА:

- Продольная дифференциальная защита генератора (от междуфазных КЗ в обмотках статора генератора и на его выводах);
- Защита от замыканий на землю (100%) обмотки статора генератора (От однофазных замыканий на землю обмотки статора генератора);
- Защита от повышения напряжения (для предотвращения недопустимого повышения напряжения при сбросах нагрузки);
- Защита обратной последовательности от токов внешних несимметричных коротких замыканий и несимметричных перегрузок генератора;
- Защита от асинхронного режима без потери возбуждения генератора;
- Защита от асинхронного хода с потерей возбуждения;
- Защита от симметричной перегрузки обмотки статора;

- Защита от перегрузки обмотки ротора;
- Дистанционная защита от внешних коротких замыканий;
- Защита от длительной форсировки;
- Защита от замыканий на землю обмотки ротора генератора;
- Устройство контроля исправности цепей генераторного напряжения;
- Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ) генератора.

Защиты силового трансформатора ТДЦ-225000/220:

- Продольная дифференциальная защита (от внутренних междуфазных повреждений и повреждений на выводах обмоток трансформатора);
- Газовая защита (от внутренних повреждений);
- Защита от повышения температуры масла в баке трансформатора;
- Защита от потери охлаждения (потеря питания или поломка маслонасоса и вентилятора системы охлаждения трансформатора);
- Контроль уровня масла в расширительном баке;
- Токовая защита обратной последовательности (от внешних несимметричных КЗ и перегрузок);
- МТЗ с пуском минимального напряжения (для защиты от внешних симметричных КЗ);
- Защита от однофазных замыканий на землю в сети 220 кВ;
- Контроль изоляции сети 13,8 кВ;
- Защита от перегрузки (резервная защита).

Защиты ОРУ 220кВ:

- Продольная дифференциальная защита шин от всех видов КЗ;
- АПВ (с контролем отсутствия напряжения).

Противоаварийная автоматика:

- Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ);
- Автоматическая ликвидация асинхронных режимов (АЛАР);
- Автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ);
- Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН).

Защиты воздушных линий 220кВ:

Основные защиты:

- Дифференциально–фазная высокочастотная защита (от всех видов КЗ);

Резервные защиты:

- Трехступенчатая дистанционная защита (от междуфазных замыканий);
- Ступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности (от замыканий на землю);

- Токовая отсечка (от близких междуфазных замыканий);
- УРОВ 220кВ (для обеспечения отключения КЗ при отказах выключателей 220кВ).

Защиты трансформаторов собственных нужд ГЭС:

- Дифференциальная защита;
- Газовая защита;
- МТЗ на стороне 13,8 кВ;
- МТЗ на стороне 6 кВ;
- Защита от перегрузки;
- Защита устройств РПН;

5.4 Рекомендуемые к установке устройства релейной защиты

Для защиты силового оборудования главной схемы ГЭС и линий электропередачи предполагается установка современных микропроцессорных терминалов релейной защиты и автоматики российского научно–производственного предприятия «ЭКРА».

Установка Отечественного микропроцессорного оборудования позволит избежать возможного вмешательства извне в работу оборудования, а также уменьшит затраты.

Благодаря блочной конструкции цифровых терминалов и модульному программному обеспечению, микропроцессорные защиты обеспечивают высокую адаптацию к конкретной первичной схеме станции в зависимости от объема защищаемого оборудования и различных режимов его работы

Наличие функций непрерывного самоконтроля и диагностики обеспечивает высокую готовность микропроцессорных защит при наличии требования к срабатыванию, а использование высокоинтегрированных и высоконадежных микросхем – повышенную надежность аппаратной части защиты.

5.5 Продольная дифференциальная защита генератора

Продольная дифференциальная защита генератора является основной быстродействующей чувствительной ($I_{с.з.} < 0,2 \cdot I_{ном}$) защитой от междуфазных КЗ в обмотке статора генератора и на его выводах.

Защита выполняется трехфазной и подключается к трансформаторам тока в линейных выводах статора генератора и к трансформаторам тока в нейтральных выводах.

Номинальный ток генератора: $I_H = 4330,13$ А.

1) Начальный ток срабатывания определяет чувствительность защиты при малых тормозных токах. Величина $I_{ср0}$ выбирается с учетом возможности отстройки защиты от тока небаланса номинального режима:

$$I_{\text{НБ(Н)}} = K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{Н}} = 0,5 \cdot 0,1 \cdot I_{\text{Н}} = 0,05 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;
 $f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока.

$$I_{\text{НБ(Н)}} = 0,05 \cdot 4330,13 = 216,5 \text{ А.}$$

Уставка выбирается из условия:

$$I_{\text{ср0}} \geq K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{НБ(НН)}} = 2 \cdot 0,05 \cdot I_{\text{Н}} = 0,1 \cdot I_{\text{Н}}, \quad (5.4)$$

где $K_{\text{Н}} = 2$ – коэффициент надежности.

Принимаем уставку: $I_{\text{ср0}} = 0,16 \cdot I_{\text{Н}} = 692,8 \text{ А.}$

2) Коэффициент торможения K_{T} определяет чувствительность защиты к повреждениям при протекании тока нагрузки. Величина K_{T} выбирается с учетом отстройки защиты от токов небаланса, вызванных погрешностями трансформаторов тока при сквозных коротких замыканиях.

Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном КЗ равен:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = K_{\text{АП}} \cdot K_{\text{ОДН}} \cdot f_i \cdot I_{\text{МАКС}}, \quad (5.5)$$

где $K_{\text{АП}} = 2$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей;

$f_i = 0,1$ – относительная погрешность трансформатора тока;

$K_{\text{ОДН}} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока;

$I_{\text{МАКС}}$ – максимальный ток через трансформаторы тока в линейных выводах при внешнем трехфазном коротком замыкании в цепи генераторного напряжения, определяемый как:

$$I_{\text{МАКС}} = \frac{E_{\text{Г}}'}{X_{\text{д}}} \cdot I_{\text{Н}}. \quad (5.6)$$

Таким образом, максимальный ток небаланса:

$$I_{\text{НБ(КЗ)}} = 2 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 18819,4 = 1881,94 \text{ А.}$$

Коэффициент торможения выбирается из условия:

$$K_{\text{T}} > \frac{I_{\text{НБ(КЗ)}} \cdot K_{\text{Н}}}{I_{\text{T}}}, \quad (5.7)$$

где $K_H = 2$ – Коэффициент надежности;
 $I_T = I_{\text{МАКС}}$.

$$K_T > \frac{1881,94 \cdot 2}{18819,4} = 0,20.$$

Принимаем уставку $K_T = 0,3$.

3) Уставка начального торможения (увеличивает зону работы защиты без торможения):

$$I_{\text{НТ}} = \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.8)$$

4) Тормозной ток B определяет точку излома характеристики срабатывания.

При выборе B должно выполняться условие:

$$B \geq \frac{I_{*CP}}{K_T} = \frac{0,16}{0,3} = 0,53. \quad (5.9)$$

Принимаем типовое значение уставки $B = 1,5$ (при этом условие выполняется).

5) Для обеспечения надежной работы при больших токах короткого замыкания в зоне действия, предусматривается токовая отсечка с током срабатывания $I_{\text{отс}} = 2 \dots 12 I_H$.

Принимаем уставку: $I_{\text{отс}} = 6 I_H$.

На рисунке 5.1 приведена характеристика срабатывания дифференциальной защиты:

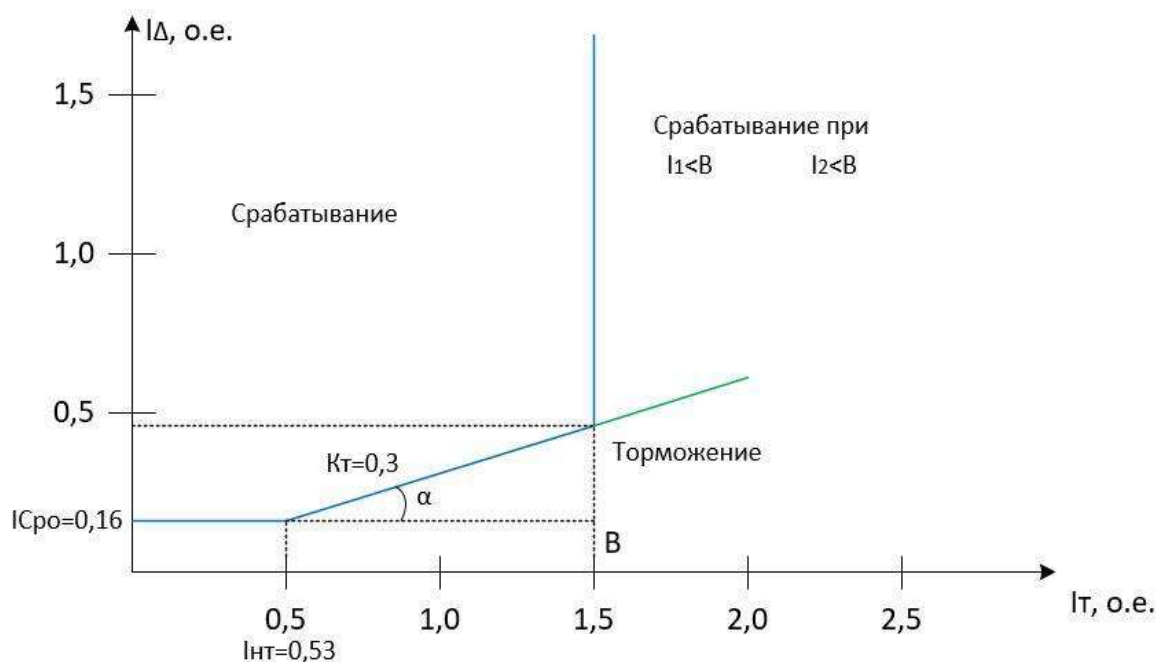


Рисунок 5.1– Характеристика срабатывания дифференциальной защиты генератора

Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины со сбросом аварийно-ремонтных затворов и на пуск пожаротушения генератора.

5.6 Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора

Защита обеспечивает 100% охват обмотки статора генератора, работающего в режиме изолированного блока и не имеющего гальванической связи с системой собственных нужд.

Защита выполнена с помощью двух органов напряжения:

1-й орган (U_0) реагирует на основную составляющую напряжения нулевой последовательности U_0 и защищает 85-95% витков обмотки статора со стороны фазных выводов; U_0 включается на напряжение нулевой последовательности, измеряемое трансформатором напряжения, установленным в нейтрали генератора.

2-й орган (U_{03}) реагирует на основную составляющую напряжений третьей гармоники в нейтрали и на выводах генератора и защищает порядка 30% витков обмотки статора со стороны нейтрали.

U_{03} включается на напряжение нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали, а тормозная цепь включается на напряжение нулевой последовательности в нейтрали генератора.

1) Напряжение срабатывания органа основной составляющей выбирается из условия отстройки от действующего значения напряжения нулевой последовательности основной частоты обусловленного электростатической индукцией силового трансформатора при КЗ на землю на стороне ВН.

Расчёт напряжения, обусловленного электростатической индукцией между обмотками трансформатора выполнен в соответствии с методикой, рекомендованной Руководящими Указаниями. Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$ представлена на рисунке 5.2

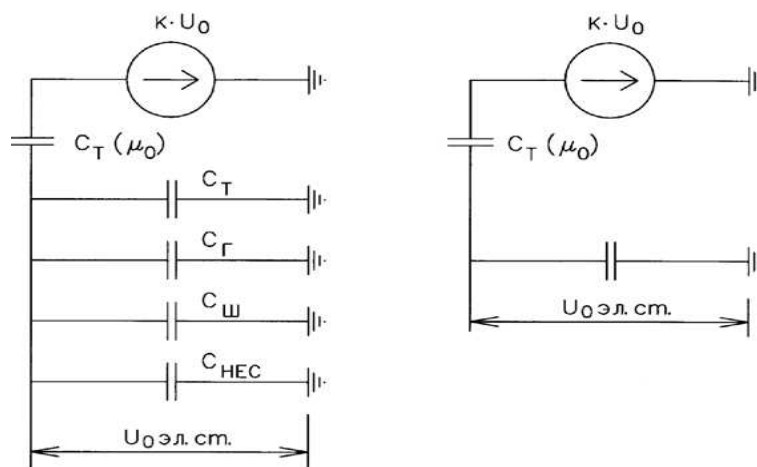


Рисунок 5.2 – Схема замещения для определения $U_{0\text{эл.ст.}}$

$$U_{0\text{эл.ст.}} = K \cdot U_0 \frac{C_T(\mu_0)}{C_T(\mu_0) + C_\Sigma}, \quad (5.12)$$

где U_0 – напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора;

K – коэффициент, учитывающий распределение напряжения U_0 обмотке ВН трансформатора. В соответствии с Руководящими Указаниями для трансформаторов, работающих с глухозаземлённой нейтралью, принимается равным 0,5;

$C_T \cdot (\mu_0)$ – ёмкость между обмотками высшего и низшего напряжения одной фазы трансформатора. Принимается равной 0,009 мкФ/фазу;

C_Γ – ёмкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Принимается равной 0,91 мкФ/фазу (по данным завода);

C_T – ёмкость одной фазы обмотки НН трансформатора на землю. Принимается равной 0,00733 мкФ/фазу;

$C_{\text{ш}}$ – ёмкость шинпровода по отношению к земле. Принимается равной 0,008 мкФ/фазу;

$C_{\text{ВЫК}}$ – ёмкость генераторного выключателя 13,8 кВ. Принимаем равной 0,027 мкФ/фазу;

Напряжение нулевой последовательности при замыкании на землю на стороне высшего напряжения трансформатора равно:

$$U_0 = \frac{1}{3} \cdot \frac{U_{\text{НОМ ВН}}}{\sqrt{3}} = 42,34 \text{ кВ}. \quad (5.13)$$

Суммарная ёмкость фазы сети генераторного напряжения:

$$C_\Sigma = C_T + C_\Gamma + C_{\text{ш}} + C_{\text{ВЫК}} = 0,0073 + 0,91 + 0,008 + 0,027 = 0,952 \text{ мкФ/фазу}. \quad (5.14)$$

Суммарный ёмкостной ток сети 13,8 кВ:

$$I_c = 1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \omega \cdot C_\Sigma = 7,14 \text{ А}. \quad (5.15)$$

Напряжение нулевой последовательности на выводах генератора при однофазных замыканий на стороне 220 кВ:

$$U_{0\text{эл.ст.}} = 0,5 \cdot 42339 \cdot \frac{0,009}{0,009 + 0,952} = 198,13 \text{ В}.$$

Напряжение срабатывания защиты определяется из выражения:

$$U_{\text{СР}} \geq \frac{K_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} \cdot \frac{3}{n_{\text{ТН}}} \cdot U_{0\text{эл.ст.}} = \frac{1,5}{0,95} \cdot \frac{3 \cdot 198,13}{\frac{13,8}{\sqrt{3} \cdot \frac{0,1}{3}}} = 3,93 \text{ В}, \quad (5.16)$$

где $K_H = 1,5$ — коэффициент надежности;
 n_{TH} — коэффициент трансформации ТН;
 $K_B = 0,95$ — коэффициент возврата.

U_0 имеет уставку срабатывания по напряжению нулевой последовательности, регулирующую в диапазоне от 5 до 20 В. Защита выполняется с тремя органами.

Принимаем следующие уставки: U_{01G} с уставкой равной 5 В действует с выдержкой времени 9,0 с, действует на сигнал; U_{02G} с уставкой равной 10 В с выдержкой времени 0,5 с действует на разгрузку агрегата с последующим отключением выключателя генератора, гашением полей ГГ и ВГ, остановом турбины и сбросом аварийно-ремонтных затворов; U_{0G} с уставкой равной 15 В и выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

2) Для органа U_{03} уставка по коэффициенту торможения регулируется от 1 до 3.

При $K_T = 1,2$ орган U_{03} работает селективно и защищает 30% обмотки статора со стороны нейтрали.

Расстояние от нейтрали генератора до места замыкания в обмотке статора:

$$X = \frac{1}{K_T + 2} = \frac{1}{1,2 + 2} = 0,31 \text{ о.е.} \quad (5.17)$$

Уставку срабатывания U_{03} принимается минимальной и равной 0,2 В.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей, останов турбины и сброс аварийно-ремонтных затворов.

5.7 Защита от повышения напряжения

1) Уставка комплекта $U_2 >$ выбирается:

$$U_{CP2} = \frac{1,4 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,4 \cdot 13800}{13800/100} = 140 \text{ В.} \quad (5.18)$$

2) В дополнение к вышеуказанной защите на генераторе предусмотрен второй орган $U_1 >$ с уставкой $1,2 \cdot U_H$, предназначенный для работы в режиме холостого хода или при сбросе нагрузки.

$U_1 >$ вводится в работу в режиме холостого хода генератора.

$$U_{CP2} = \frac{1,2 \cdot U_H}{n_{TH}} = \frac{1,2 \cdot 13800}{13800/100} = 120 \text{ В.} \quad (5.19)$$

Уставка органа тока, контролирующего отсутствие тока в цепи генератора и на стороне 220кВ принимается минимальной и равной $0,09I_H$.

Защита с выдержкой времени 0,5 с действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

5.8 Защита обратной последовательности от несимметричных перегрузок и внешних несимметричных коротких замыканий

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок генератора токами обратной последовательности при внешних несимметричных междуфазных коротких замыканиях и других несимметричных режимах энергосистемы, а также при несимметричных коротких замыканиях в самом генераторе.

Защита реагирует на относительный ток обратной последовательности I_{*2} :

$$I_{*2} = I_2/I_N, \quad (5.20)$$

где I_2 — ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

I_N — номинальный ток генератора в первичной цепи.

Допустимая длительность несимметричного режима при неизменном значении тока I_2 характеризуется выражением:

$$t_{\text{доп}} = A/I_{*2}^2, \quad (5.21)$$

где $A = 20$ — параметр, заданный заводом-изготовителем.

Защита содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган $I_{2\text{сигн}}$, срабатывающий при увеличении тока I_2 выше значения уставки срабатывания с независимой выдержкой времени ($t = 9$ с, действует в предупредительную сигнализацию).

Уставка сигнального органа: $I_{*2\text{сигн}} = 0,07$.

$$I_{*2\text{сигн}} = 0,07I_N.$$

2) Пусковой орган $I_{*2\text{пуск}}$, срабатывает без выдержки времени при увеличении значения I_{*2} выше уставки срабатывания и осуществляет пуск интегрального органа. Ток срабатывания пускового органа выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при $t_{\text{макс}} = 500$ с.

$$I_{*2} = \sqrt{\frac{A}{t}} = \sqrt{\frac{20}{500}} = 0,20. \quad (5.22)$$

Уставка равна:

$$I_{*2\text{пуск}} = \frac{I_{*2}}{K_N} = \frac{0,20}{1,2} = 0,17. \quad (5.23)$$

$$I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17I_H. \quad (5.24)$$

При этом допустимая длительность перегрузки может быть определена по тепловому действию тока, равного $I_{*2\text{ПУСК}} = 0,17$.

$$t_{\text{доп}} = 20/0,17^2 \approx 720 \text{ с.}$$

3) Интегральный орган срабатывает при удаленных несимметричных режимах, сопровождающихся токами перегрузки I_2 с зависимой от тока выдержкой времени, определяемой уравнением:

$$t_{\text{ср}} = \frac{20}{(I_{*2})^2}. \quad (5.25)$$

$$A_{\text{ио}} = 20 = (I_{*2})^2 \cdot t_{\text{ср}}. \quad (5.26)$$

Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе показаны в таблице 5.1. Характеристика длительности представлена на рисунке 5.2.

Таблица 5.1 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Кратность перегрузки по току обратной последовательности	1,0	0,6	0,5	0,4	0,3	0,2
Длительность, с	20	56	80	125	222	500

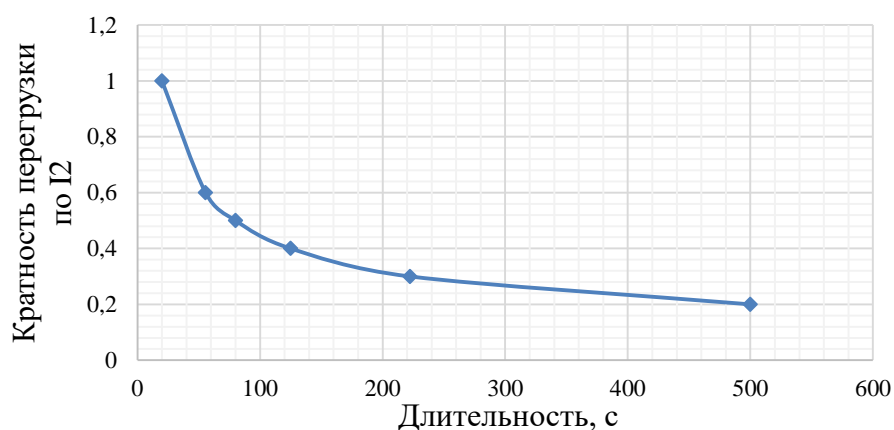


Рисунок 5.2 – Допустимая длительность протекания токов обратной последовательности в генераторе

Исходя из характеристики срабатывания интегрального органа время срабатывания принимаем: $t_{\text{мин}} = 20 \text{ с}$, $t_{\text{макс}} = 500 \text{ с}$.

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения статора генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. Интегральный орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

4) Орган токовой отсечки I_{20TC} срабатывает с независимой выдержкой времени при увеличении тока I_{*2} выше уставки срабатывания органа и является защитой от внешних несимметричных КЗ.

Ток срабатывания органа отсечки определяется из следующих условий:

1. Из условия предотвращения перегрева ротора при протекании тока обратной последовательности;
2. Из условия обеспечения чувствительности при двухфазном КЗ на шинах ВН и на отходящих ВЛ;
3. Из условия согласования по чувствительности и времени действия с защитами ВЛ.

По первому условию: выбор тока срабатывания производится по кривой допустимой длительности протекания через генератор тока обратной последовательности.

По второму условию:

А) по условию обеспечения чувствительности при двухфазных КЗ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_2^{(2)}}{K_{\text{ч}}} = \frac{1}{1,3(X_d'' + X_2 + 2 \cdot X_T)} = \frac{1}{1,3(0,26 + 0,39 + 2 \cdot 0,11)} = 0,88 \text{ о.е.}, \quad (5.27)$$

где X_d'' — сверхпереходное сопротивление генератора по продольной оси;

X_2 — сопротивление обратной последовательности генератора;

X_T — сопротивление трансформатора в относительных единицах.

Б) по условию обеспечения чувствительности к повреждениям в конце линий 220кВ.

$$I_{2C.3.} \leq \frac{I_{2\text{МИН}}^{(2)} \cdot K_T \cdot 2}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}}. \quad (5.28)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \left(\frac{E_{\Sigma \Gamma}}{2 \cdot (X_{\Sigma \Gamma} + X_{\Sigma T} + X_{\text{Л}})} + \frac{E_{\text{с}}}{2 \cdot \left(X_{\text{с}} + \frac{X_{\text{Л}}}{(n-1)} \right)} \right) * I_6 = \left(\frac{1,13}{2 \cdot (0,173 + 0,017 + 0,043)} + \frac{1,0}{2 \cdot \left(1,5 + \frac{0,043}{(4-1)} \right)} \right) \cdot 0,56 = 1,29 \text{ кА}.$$

Ток в конце защищаемой линии:

$$I_{\text{МИН}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{n_{\Gamma} + n_{\text{Л}}} = \frac{1290}{6 + 4} = 129,0 \text{ А}. \quad (5.29)$$

При двухфазном коротком замыкании в конце ВЛ 220 кВ:

$$I_{2C.3.} \leq \frac{2 \cdot I_{2\text{МИН}}^{(2)} \cdot \frac{220}{13,8}}{K_{\text{ч}} \cdot \sqrt{3}} = 1823,0 \text{ А.} \quad (5.30)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ и выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.9 Защита от симметричных перегрузок

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток статора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени и содержит следующие функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{Н}}}{K_{\text{В}}} = \frac{1,05 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,07 I_{\text{Н}}, \quad (5.31)$$

где $K_{\text{Н}} = 1,05$ — коэффициент надежности;

$K_{\text{В}} = 0,98$ — коэффициент возврата.

Выдержка времени $t = 9,0$ с.

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа равна:

$$I_{1\text{СИГН}} = \frac{1,08 \cdot I_{\text{Н}}}{0,98} = 1,1 I_{\text{Н}}. \quad (5.32)$$

3) Интегральный орган срабатывает с зависимой от тока выдержкой времени.

Уставка интегрального органа определяется по интегральной перегрузочной характеристике обмотке статора, приведенной в таблице 5.2. Сама характеристика представлена на рисунке 5.3.

Таблица 5.2 – Интегральная перегрузочная характеристика

Кратность перегрузки, $I/I_{\text{Н}}$	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	3600	900	360	300	240	120	60	1

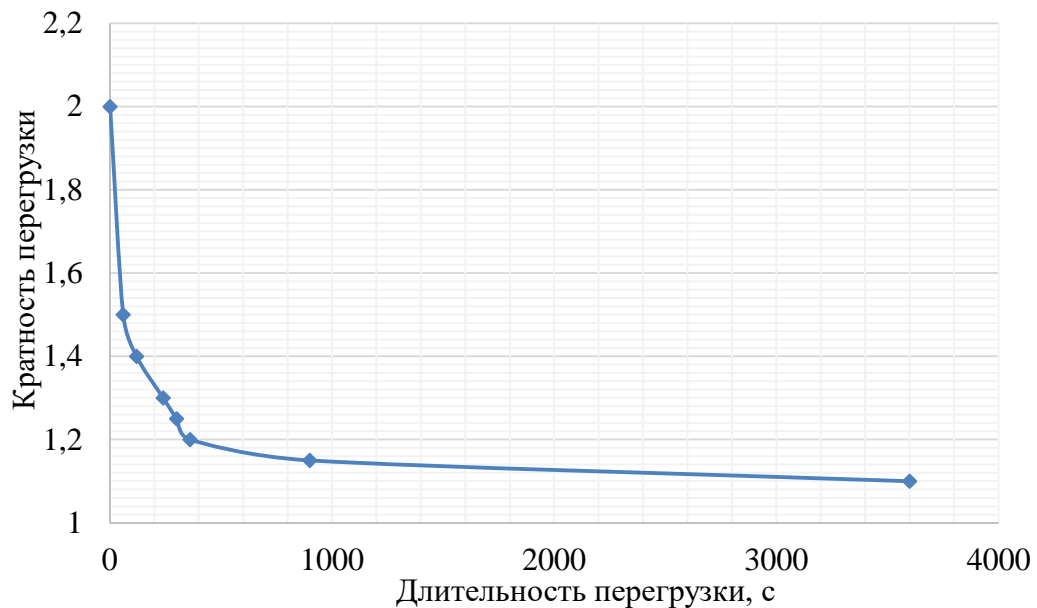


Рисунок 5.3 – Интегральная перегрузочная характеристика

Интегральный орган защиты через отключающий орган действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Уставка выдержки времени отключающего органа принимается минимальной и равной 0,01 с.

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{10TC} = \frac{1,2 \cdot I_{НОМ}}{0,98} = 1,224 I_{НОМ}. \quad (5.33)$$

Токовая отсечка выполнена с пуском по минимальному напряжению. Напряжение срабатывания принято равным:

$$U_{CP} = \frac{0,68 \cdot U_{НОМ}}{K_B \cdot n_T} = \frac{0,68 \cdot 13800}{1,03 \cdot 138} = 66,02 \text{ В}. \quad (5.34)$$

Отсечка действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.10 Дистанционная защита генератора

Защита выполняется на основе дистанционных органов и подключается к измерительным трансформаторам тока в нейтрали генератора и трансформаторам напряжения на выводах генератора.

Характеристика срабатывания задается в виде круга, расположенного в I и II квадранте со смещением в III и IV квадрант комплексной плоскости сопротивлений.

1) Сопротивление срабатывания первой ступени выбирается по условию обеспечения действия с выдержкой времени не более 1 с. Указанная выдержка времени принимается по условию согласования с первыми ступенями защит линий, отходящих от шин ГЭС.

Z_I , приведенное к напряжению 220кВ, может быть принято:

А) по согласованию с первой ступенью защит ВЛ:

$$Z_1 \leq 0,8Z_T + \frac{0,8}{K_T} \cdot Z'_{1Л} = 0,8 \cdot 28,6 + \frac{0,8}{4} \cdot 40,0 = 30,88 \text{ Ом}, \quad (5.35)$$

где K_T – коэффициент, учитывающий, что линии параллельны;

Z_T – сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению стороны 220 кВ;

$$Z_T = \frac{0,11 \cdot 242^2}{225} = 28,60 \text{ Ом}.$$

В относительных единицах:

$$Z_{10.e.} \leq 0,8 \cdot 0,11 + \frac{0,8}{4} \cdot 0,057 = 0,1. \quad (5.36)$$

Z_1 в первичных Омах составит:

$$Z_1 = Z_{10.e.} \cdot Z_6 = 0,1 \cdot 1,84 = 0,184 \text{ Ом}, \quad (5.37)$$

где $Z_6 = \frac{U_6^2}{S_T} = \frac{13,8^2}{103,5} = 1,84.$

Уставка на реле равна:

$$Z_{1C.3.} = Z_1 \cdot \frac{n_T}{n_H} = 0,184 \cdot \frac{\frac{6000}{5}}{\frac{13,8}{0,1}} = 1,6 \text{ Ом}. \quad (5.38)$$

Принимаем уставку $Z_1 = 1,6 \text{ Ом}$.

2) Функция ΔZ отличает повреждение от качаний в энергосистеме по скорости относительного изменения полного сопротивления.

Принимаем, исходя из рассчитанных данных уставку 30 Ом/сек.

3) Сопротивление срабатывания второй ступени выбирается из условия отстройки от режима нагрузки и режима форсировки возбуждения.

Сопротивление нагрузки в нормальном режиме:

$$Z_{\text{НАГР}} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{НАГР}}} = \frac{13800}{\sqrt{3} \cdot 4330,13} = 1,84 \text{ Ом}, \quad (5.39)$$

где $I_{\text{НАГР}}$ — номинальный ток статора, А.

Для определения сопротивления нагрузки в режиме форсировки возбуждения генератора выполняется расчет тока статора при двойном тока возбуждения и напряжения на зажимах статора $0,95U_{\text{Н}}$ (без учета насыщения):

$$I_{\phi} = \frac{\frac{2 \cdot I_{\text{В.НОМ}} - 0,95}{I_{\text{В.ХХ}}}}{X_d} = \frac{\frac{2 \cdot 1300}{619,05} - 0,95}{0,89} = 3,65, \quad (5.40)$$

где $I_{\text{В.ХХ}}$ — ток ротора холостого хода, А;

X_d — синхронное индуктивное сопротивление генератора по продольной оси.

Вследствие насыщения принимаем $I_{\phi} = 2,5 I_{\text{ном}}$.

Соответственно сопротивление нагрузки в этом режиме:

$$Z_{\text{НАГР.}\phi} = \frac{0,95 \cdot U_{\text{Н}}}{I_{\phi}} = \frac{0,95 \cdot 1}{2,5} = 0,38 \text{ о.е.} \quad (5.41)$$

$$\cos \varphi_{\text{нагр.}\phi} = \frac{\cos \varphi_{\text{Н}}}{0,95 \cdot I_{\phi}} = \frac{0,80}{0,95 \cdot 2,5} = 0,34. \quad (5.42)$$

Угол нагрузки в режиме форсировки $\varphi_{\text{нагр.}\phi} \approx 70$.

Сопротивление срабатывания защиты может быть принято:

$$Z_{\text{С.ЗII}} = \frac{Z_{\text{НАГР.}\phi}}{K_{\text{Н}}} = \frac{0,38}{1,05} = 0,36 \text{ о.е.} \quad (5.43)$$

$$Z_{\text{С.ЗII}} = Z_{\text{С.ЗII о.е.}} \cdot Z_{\phi} = 0,36 \cdot \frac{13,8^2}{220} = 0,31 \text{ Ом}. \quad (5.44)$$

Значение уставки на реле:

$$Z_{\text{СР II}} = \frac{Z_{\text{С.ЗII}} \cdot n_{\text{T}}}{n_{\text{Н}}} = \frac{0,623 \cdot 6000 / 5}{13800 / 100} = 5,42 \text{ Ом}. \quad (5.45)$$

Принимаем уставку $Z_{\text{II}} = 5,5 \text{ Ом}$.

Характеристика срабатывания дистанционной защиты приведена на рисунке 5.4.

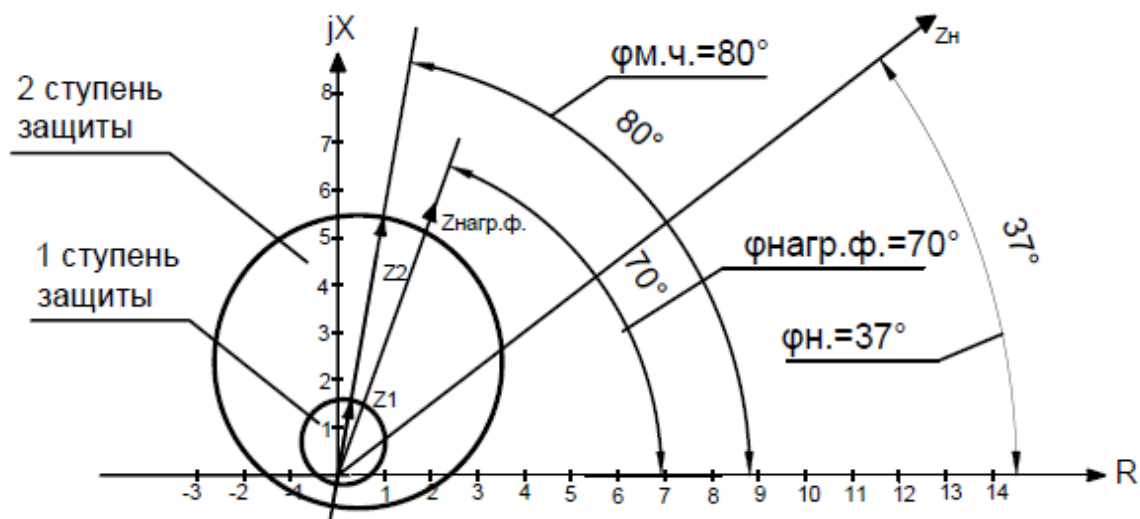


Рисунок 5.4 – Характеристика срабатывания дистанционной защиты

Величина смещения характеристики срабатывания по оси максимальной чувствительности составляет 12%. Уставки по сопротивлению смещения: $Z_{CM1} = 0,19 \text{ Ом}$, $Z_{CMII} = 0,66 \text{ Ом}$.

Выдержка времени второй ступени должна быть отстроена от наибольшей выдержки времени резервных защит линий.

Первая ступень действует с выдержкой времени 0,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 1 с на отключение выключателя генератора, гашение полей и останов турбины со сбросом АРЗ.

Вторая ступень действует с выдержкой времени 8,5 с на отключение блочных выключателей 220 кВ, выключателей 6 кВ ТСН, с выдержкой времени 9,0 с на отключение выключателя генератора и гашение полей.

5.11 Защита ротора от перегрузки

Защита предназначена для ликвидации недопустимых перегрузок обмоток ротора. Защита выполнена с зависимой от тока выдержкой времени. Защита содержит функциональные органы:

1) Сигнальный орган, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания и действующий в предупредительную сигнализацию.

Уставка сигнального органа:

$$I_{P.СИГН.} = \frac{K_H \cdot I_{НОМ.Р.}}{K_B} = \frac{1,05 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,07 I_{НОМ.Р.} \quad (5.46)$$

2) Пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока выше уставки срабатывания и осуществляющий пуск интегрального органа.

Уставка пускового органа:

$$I_{P.ПУСК.} = \frac{1,1 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 1,12 I_{НОМ.Р.} \quad (5.47)$$

3) Интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока выдержкой времени, заданной в табличной форме (таблица 5.3), и действующий на отключение выключателя генератора и гашение полей. Перегрузочная способность представлена на рисунке 5.4.

Таблица 5.3 – Перегрузочная способность обмотки ротора

Кратность перегрузки, I/In	1,1	1,15	1,2	1,25	1,3	1,4	1,5	2,0
Длительность перегрузки, с	250	210	150	120	90	72	60	20

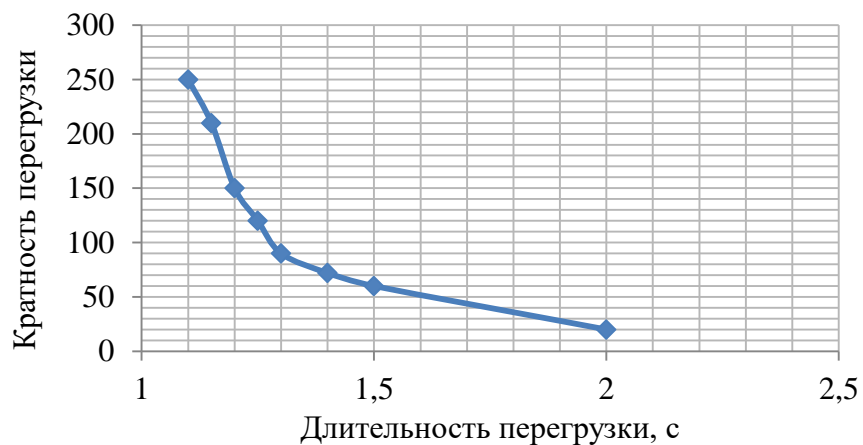


Рисунок 5.4 – Перегрузочная способность обмотки ротора

4) Орган токовой отсечки, срабатывающий с независимой выдержкой времени при увеличении тока выше значения уставки срабатывания.

Уставка органа отсечки:

$$I_{P.ОТС.} = \frac{2,15 \cdot I_{НОМ.Р.}}{0,98} = 2,19 I_{НОМ.Р.} \quad (5.48)$$

Расчет уставок выполнен без учета коэффициента выпрямления, равного $K_{сх} = 0,816$ (по переменному току).

Выдержка времени токовой отсечки принимается 3,0 с. Защита действует на отключение выключателя генератора, гашение полей.

Матрица отключений и таблица уставок представлены в приложении В, таблицы В.1.

6 Компонировка и сооружения гидроузла

6.1 Определение класса гидротехнического сооружения

Для начала расчётов требуется определить класс будущего гидротехнического сооружения. Согласно СНиП «Плотины бетонные и железобетонные» назначаем класс сооружения I по объёму водохранилища. Коэффициент надёжности для сооружений I класса:

$$\gamma_n = 1,25.$$

6.1.1 Определение отметки гребня плотины и гребня быка

Для бетонных плотин с вертикальной напорной гранью отметку гребня находят по формуле:

$$\nabla_{\text{ГБП}} = \nabla_{\text{НПУ}} + h_s, \quad (6.1)$$

где h_s – превышение гребня плотины над расчетным уровнем в верхнем бьефе:

$$h_s = h_{\text{run}1\%} + \Delta h_{\text{set}} + a, \quad (6.2)$$

где a – величина запаса, для I класса сооружения примем – 0,5 м;

$h_{\text{run}1\%}$ – высота наката волн расчетной обеспеченностью 1% на откос грунтовой плотины;

Δh_{set} – высота ветрового нагона.

Высоту ветрового нагона рассчитываем по формуле:

$$\Delta h_{\text{set}} = k_w \cdot \frac{V_w^2 \cdot L}{g \cdot d} \cdot \cos \alpha = 2,2 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{24^2 \cdot 2100}{9,81 \cdot 22,5} \cdot 1 = 0,009 \text{ м}, \quad (6.3)$$

где k_w – коэффициент, принимаемый по СНиП, $k_w = 2,2 \cdot 10^{-6}$;

V_w – скорость ветра, 24 м/с;

L – длина разгона волны, 2100 м;

α – угол между продольной осью водохранилища и направлением ветра (принимая $\alpha = 0$);

d – условная расчетная глубина воды в водохранилище.

$$d = \frac{\nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{дна}}}{2} = \frac{184 - 139}{2} = 22,5 \text{ м}. \quad (6.4)$$

Определяем безразмерные величины:

$$\frac{g \cdot L}{V_w^2} = \frac{9,81 \cdot 2100}{21^2} = 46,71, \quad (6.5)$$

$$\frac{g \cdot t}{V_w} = \frac{9,81 \cdot 21600}{21} = 10090, \quad (6.6)$$

где t – период развития волн на водохранилище, принимается $t = 6ч = 21600с$;
 L – длины разгона волны, $L = 2100$ м;
 V_w – скорость ветра, 21 м/с.

Из графика по СНиП по верхней огибающей кривой по значениям $\frac{gL}{V_w^2}$ и $\frac{gt}{V_w}$ определяют параметры $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$, сведённые в таблицу 6.1

Таблица 6.1 – Определение параметров $\frac{g\bar{h}}{V_w^2}$ и $\frac{g\bar{T}}{V_w}$

$\frac{g \cdot L}{V_w^2}$		$\frac{g \cdot t}{V_w}$	
$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$	$\frac{g \cdot T}{V_w}$	$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2}$
1,3	0,013	4	0,08

Для определения периода волны T и средней высоты волны \bar{h} используем наименьшие значения из таблицы 6.1.

$$\frac{g \cdot T}{V_w} = 1,3 \Rightarrow T = \frac{1,3 \cdot V_w}{g} = \frac{1,3 \cdot 21}{9,81} = 2,78 \text{ с}, \quad (6.7)$$

$$\frac{g \cdot \bar{h}}{V_w^2} = 0,013 \Rightarrow \bar{h} = \frac{0,013 \cdot V_w^2}{g} = \frac{0,013 \cdot 21^2}{9,81} = 0,58 \text{ м}. \quad (6.8)$$

Средняя длина волны:

$$\bar{\lambda}_d = \frac{g \cdot T^2}{2 \cdot \pi} = \frac{9,81 \cdot 2,78^2}{2 \cdot 3,14} = 12,1 \text{ м}. \quad (6.9)$$

Необходимо выполнить проверку глубоководности, удовлетворяющую следующему условию:

$$d > 0,5 \bar{\lambda}_d, \quad (6.10)$$

где d – условная расчетная глубина воды в водохранилище 22,5 м.

22,5 м > 0,5 · 12,1 м условие выполнено, расчёты подтверждены.
Определяют высоту волны 1% обеспеченности:

$$h_{1\%} = \bar{h} \cdot K_i = 0,58 \cdot 2,4 = 1,403 \text{ м}, \quad (6.11)$$

где K_i – коэффициент, определяемый по графику в СНиП в зависимости от значения $\frac{gL}{V_w^2}$, $K_i = 2,4$.

Найдём $h_{run1\%}$:

$$h_{run1\%} = k_r \cdot k_p \cdot k_{sp} \cdot k_{run} \cdot h_{1\%} = 1 \cdot 0,9 \cdot 1,4 \cdot 0,9 \cdot 1,403 = 1,704 \text{ м}, \quad (6.12)$$

где k_r и k_p – коэффициенты шероховатости и проницаемости откоса, принимаемые по СНиП, с учётом того, что конструкция крепления откоса: бетонные плиты;

k_{sp} – коэффициент, принимаемый по СНиП, с учётом того, что заложение откоса $m=1,1$, т.к. плотина земляная насыпная;

k_{run} – коэффициент, принимаемый по графикам.

Определим высоту наката волн 1% обеспеченности по формуле (6.2):

$$h_s = h_{run1\%} + \Delta h_{set} + a = 1,704 + 0,009 + 0,5 = 2,2 \text{ м}.$$

Отметка гребня бетонной плотины по формуле (6.1):

$$\nabla_{ГБП} = \nabla_{НПУ} + h_s = 184 + 2,2 = 186,2 \text{ м}.$$

Таким образом за отметку гребня плотины принимаем $\nabla_{ГП} = 186,2 \text{ м}$.

6.2 Гидравлический расчёт бетонной водосливной плотины

6.2.1 Определение ширины водосливного фронта

Расчётный максимальный расход для первого класса капитальности является расход 0,1% обеспеченности, для поверочного – 0,01% обеспеченности.

Расчётный расход, сбрасываемый через водосливную плотину при НПУ:

$$Q_p = Q_{max} - (n - 1) \cdot Q_{ГА} = 6194 - (6 - 1) \cdot 252 = 1932 \text{ м}^3/\text{с}, \quad (6.13)$$

где Q_{max} – максимальный основной расход, с учётом трансформации паводка, принимаемый при обеспеченности 0,1% для I класса сооружений;

$Q_{ГА}$ – расчётный расход через гидроагрегат ГЭС;

n – кол-во агрегатов.

Ширина водосливного фронта:

$$B = \frac{Q_p}{q_b} = \frac{4932}{65} = 75,88 \text{ м.} \quad (6.14)$$

где q_b - удельный расход на водосливе:

$$q_b = 1,25 \cdot q_p = 1,25 \cdot 52 = 65 \text{ м}^2/\text{с.} \quad (6.15)$$

где q_p – удельный расход на рисберме:

$$q_p = [\vartheta_h] \cdot h_{нб} = 4 \cdot 13 = 52 \text{ м}^2/\text{с}, \quad (6.16)$$

где $h_{нб} = \nabla_{НБ} - \nabla_{дна} = 152 - 139 = 13$ - глубина воды в нижнем бьефе, определяется по кривой $Q=f(H)$ при $Q_{осн. max}$;

$[\vartheta_h] = 4 \text{ м/с}$ – не размывающая скорость для скалы.

Ширина водосливного фронта B должна соответствовать стандартному ряду, поэтому полученное значение округляется в большую сторону. Принимаем 5 пролетов по 16 метров. Условливаемся что каждый бык является разрезным с шириной 3 метра.

Итоговая ширина водосливного фронта:

$$B = 5 \cdot 16 = 80 \text{ м.}$$

6.2.2 Определение отметки гребня водослива

Используя формулу расхода через водослив, определим полный напор на водосливе в первом приближении, т.е. без учёта бокового сжатия и подтопления водослива:

$$H_{01} = \left(\frac{Q_p}{m \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{4932}{0,49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9 \text{ м,} \quad (6.17)$$

где m – коэффициент расхода водослива безвакуумного профиля, принимаем в дипломном проекте очертание водосливной стенки Кригера- Офицерова типа А, $m = 0,49$ (см. рис 6.1.);

B – принимается только для водосливного фронта без быков.

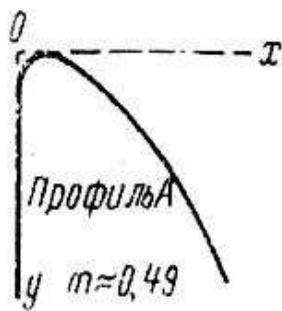


Рисунок 6.1 – Очертание водосливной стенки Кригера-Офицерова тип А

Во втором приближении, с учётом бокового сжатия и подтопления, полный напор на водосливе:

$$H_{02} = \left(\frac{Q_{\text{расч}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_n \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{4932}{0,49 \cdot 0,92 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 9,85 \text{ м}, \quad (6.18)$$

где $\sigma_{\text{сж}}$ – коэффициент бокового сжатия;

σ_n – коэффициент подтопления.

Коэффициент сжатия определяется по формуле:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{9}{16} = 0,92, \quad (6.19)$$

где ε – коэффициент формы береговых устоев или промежуточных быков водослива (см. рис. 6.2).

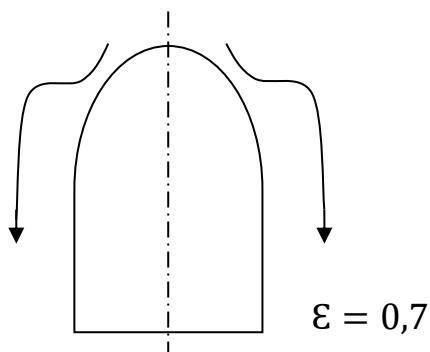


Рисунок 6.2 – Форма боковых устоев

Геометрический напор на гребне водослива без учета скорости подхода потока к водосливу V_0 :

$$H = H_{02} - \frac{\alpha \cdot v_0^2}{2g} = 9,85 - \frac{1,1 \cdot 1,19^2}{2 \cdot 9,81} = 9,77 \text{ м}, \quad (6.20)$$

где v_0 – скорость потока на подходе к плотине, определяемая по формуле (6.21):

$$v_0 = \frac{Q_p}{(\nabla \text{НПУ} - \nabla \text{дна})(B + (n-1)\delta_B)} = \frac{4932}{(184-139) \cdot (80 + (5-1) \cdot 3)} = 1,19 \text{ м/с}, \quad (6.21)$$

где δ_B – толщина быка, которая была принята ранее;

α – коэффициент Кориолиса, в расчетах принимаем $\alpha = 1,1$.

Определим ближайшее стандартное значение напора:

$$H_{\text{ст}} = 10 \text{ м.}$$

Отметка гребня водослива:

$$\nabla \text{ГВ} = \nabla \text{НПУ} - H_{\text{ст}} = 184 - 10 = 174 \text{ м.} \quad (6.22)$$

Отметка гребня быка бетонной водосливной плотины по формуле:

$$\nabla \text{ГБ} = \nabla \text{ГВ} + 1,6 \cdot H_{\text{ст}} = 174 + 1,6 \cdot 10 = 190 \text{ м.} \quad (6.23)$$

Сравнивая с отметкой 186,2 полученной в пункте 6.2 принимаем итоговую отметку 190 метров, так как она больше.

В итоге принимаем высоту всего напорного фронта равной:

$$H_{\text{пл}} = \nabla \text{ГП} - \nabla \text{подошвы} = 190 - 136 = 54 \text{ м.} \quad (6.24)$$

6.2.3 Проверка на пропуск поверочного расхода

Проверим достаточность водопропускной способности водосливной плотины. Определяется расход поверочного случая, сбрасываемый через водосливную плотину при ФПУ:

$$Q_{\text{р.пов}} = Q_{\text{мах повер}} - Q_{\text{ГЭС}}, \quad (6.25)$$

где $Q_{\text{мах повер}}$ – максимальный расчётный расход при обеспеченности 0,01%.

$$Q_{\text{р.пов}} = 7242 - 1514 = 5728 \text{ м}^3/\text{с.}$$

Определяем напор над гребнем водослива при пропуске поверочного расхода:

$$H_{01\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{mB\sqrt{2g}} \right)^{2/3} = \left(\frac{5728}{0,49 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{2/3} = 10,29 \text{ м.} \quad (6.26)$$

Полный напор на водосливе:

$$H_{02\text{пов}} = \left(\frac{Q_{\text{р.пов}}}{m \cdot \sigma_{\text{сж}} \cdot \sigma_{\text{п}} \cdot B \cdot \sqrt{2 \cdot g}} \right)^{\frac{2}{3}} = \left(\frac{5428}{0,49 \cdot 0,91 \cdot 1 \cdot 80 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81}} \right)^{\frac{2}{3}} = 10,95 \text{ м}, \quad (6.27)$$

где коэффициент сжатия:

$$\sigma_{\text{сж}} = 1 - 0,2 \cdot \varepsilon \cdot \frac{H_{01\text{пов}}}{b} = 1 - 0,2 \cdot 0,7 \cdot \frac{10,28}{16} = 0,91.$$

Найдем коэффициент расхода водослива без вакуумного профиля для поверочного случая:

Скорость подхода потока к плотине:

$$V_0 = \frac{Q_{\text{р.пов}}}{(\nabla\text{ФПУ} - \nabla\text{ДНА}) \cdot B} = \frac{5728}{(185 - 139) \cdot (80 + (5 - 1) \cdot 3)} = 1,35 \text{ м/с}, \quad (6.28)$$

где $\nabla\text{ФПУ}$ — отметка форсированного подпорного уровня.

Предварительно отметку ФПУ принимаем равной 185 м, которая в дальнейшем уточнится.

Напор на гребне водослива без учета скорости подхода при пропуске поверочного расхода:

$$H_{\text{пов}} = H_{02\text{пов}} - \frac{\alpha \cdot V_0^2}{2g} = 10,95 - \frac{1,1 \cdot 1,35^2}{2 \cdot 9,81} = 10,85 \text{ м}. \quad (6.29)$$

Определяем расчётную отметку форсированного уровня:

$$\nabla\text{ФПУ}_p = \nabla\text{ГВ} + H_{\text{нов}} = 174 + 10,85 = 184,85 \text{ м}. \quad (6.30)$$

Расчётная отметка $\nabla\text{ФПУ}$ оказалась меньше заданной, следовательно отметки $\nabla\text{ФПУ}$ равной 185 метрам, достаточно для пропускной способности водослива.

Принимаем профиль оголовка без вакуумного водослива с оголовком типа А по данным Кригера – Офицера.

Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 10\text{м}$ представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Координаты для построения оголовка безвакуумного водослива с оголовком профиля типа А для напора $H_{\text{ст}} = 10\text{ м}$.

x	y	x	y	x	y	x	y
0	1,26	10	2,56	20	12,35	30	28,24
1	0,36	11	3,21	21	13,69	31	30,13
2	0,07	12	3,94	22	15,08	32	32,07
3	0	13	4,75	23	16,53	33	34,05
4	0,06	14	5,64	24	18,94	34	36,09

Окончание таблицы 6.2

x	y	x	y	x	y	x	y
5	0,27	15	6,61	25	19,6	35	38,18
6	0,6	16	7,64	26	21,22	36	40,31
7	1	17	8,73	27	22,89	37	42,49
8	1,16	18	9,87	28	24,62	38	44,71
9	1,98	19	11,08	29	26,1	39	46,98

6.3 Расчёт сопряжения потока в нижнем бьефе

При протекании воды через водослив вследствие падения струи скорость потока возрастает и достигает наибольшего значения непосредственно за водосливом в так называемом сжатом сечении С-С (рис. 6.3). Глубина в сжатом сечении непосредственно влияет на установление формы сопряжения бьефов и поэтому имеет важное значение для дальнейшего расчёта.

Определяем критическую глубину:

$$h_{кр} = \sqrt[3]{\frac{\alpha \cdot Q_p^2}{g \cdot (B + \sum \delta_6)^2}} = \sqrt[3]{\frac{1,1 \cdot 4932^2}{9,81 \cdot (80 + (5-1) \cdot 3)^2}} = 7,34 \text{ м.} \quad (6.31)$$

Определяем полную удельную энергию в сечении перед водосливом:

$$T_0 = \nabla_{НПУ} - \nabla_{дна} = 184 - 139 = 45 \text{ м.} \quad (6.32)$$

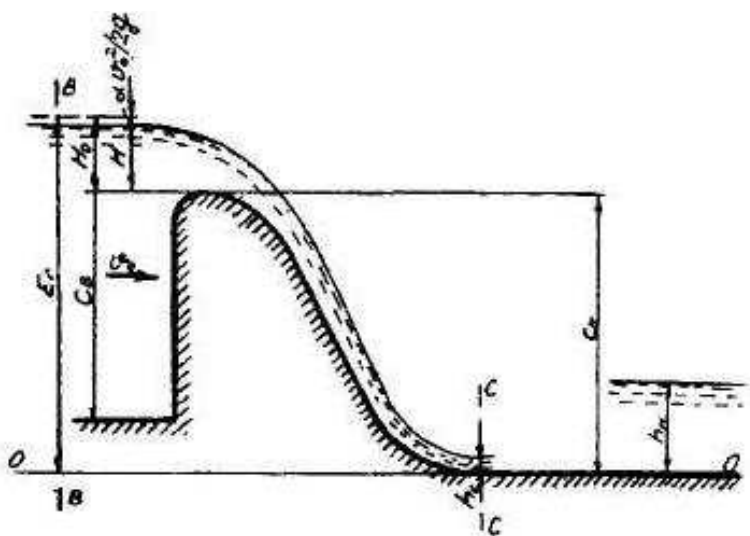


Рисунок 6.3 – Оголовок и сжатое сечение

Относительная удельная энергия сечения в верхнем бьефе:

$$\xi_{T_0} = \frac{T_0}{h_{кр}} = \frac{45}{7,34} = 6,13 \text{ м.} \quad (6.33)$$

Определяем глубину h_c в сжатом сечении и глубину h_c'' – второй сопряжённой со сжатой, в зависимости от величины ξ_{T_0} , определяем $\xi_c = 0,335$ и $\xi_{T_0}'' = 6,13$.

Отсюда, сопряжённые глубины:

$$h_c' = \xi_c \cdot h_{кр} = 0,35 \cdot 7,34 = 2,46 \text{ м}, \quad (6.34)$$

$$h_c'' = \xi_c'' \cdot h_{кр} = 2,25 \cdot 7,34 = 16,52 \text{ м}. \quad (6.35)$$

Глубина в НБ при $Q_p=4932 \text{ (м}^3/\text{с)}$, $h_{НБ} = 13 \text{ м}$, следовательно, прыжок отогнанный ($h_c'' > h_{НБ}$).

Отогнанный прыжок за плотиной не допускается, и проектируется сопряжение бьефов по типу затопленного прыжка. Для этого необходимо создать в нижнем бьефе соответствующую глубину или погасить часть избыточной энергии с помощью гасителей энергии. Так как высота плотины выше 40 метров, и она находится на скальном основании, то принимаем гашение энергии способом свободно отбрасываемой струи.

6.4 Сопряжение бьефов свободной отброшенной струей

Высота от дна до носочка:

$$a = h_{НБ} + 1 = 14 + 1 = 15 \text{ м}, \quad (6.36)$$

где $h_{НБ} = 14 \text{ м}$ – глубина в НБ при $Q(0,01\%) = 5728$.

Отметка носка:

$$\nabla_{НОС} = \nabla_{ДНА} + a = 139 + 15 = 154 \text{ м}. \quad (6.37)$$

Скоростное падение (напор воды на носке):

$$Z_H = \nabla_{НПУ} - \nabla_{НОС} = 184 - 154 = 30 \text{ м}. \quad (6.38)$$

Скорость потока воды на носке:

$$V_H = \varphi \cdot \sqrt{2 \cdot g \cdot Z_H} = 0,9 \cdot \sqrt{2 \cdot 9,81 \cdot 30} = 24,26 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad (6.39)$$

где φ – коэффициент скорости потока, $\varphi = 0,9$.

Высота потока воды на носке:

$$h_H = \frac{q}{V_H} = \frac{53,61}{24,26} = 2,21 \text{ м}, \quad (6.40)$$

$$\text{где } q = \frac{Q_{\text{р.осн}}}{B + \sum \delta_6} = \frac{4932}{80 + 12} = 53,61 \text{ м/с.} \quad (6.41)$$

Число Фрудо:

$$Fr = \frac{v_H^2}{g \cdot h_H} = \frac{24,26^2}{9,81 \cdot 2,21} = 27,15 \Rightarrow k_a = 0,9. \quad (6.42)$$

Так как струя, сходящая с носка-трамплина, отлетает на некоторое расстояние от водосброса, а затем гасится при падении в воду, то необходимо обеспечить такую дальность отброса, чтобы выполнялось условие устойчивости водосливной плотины:

$$L = K_a \cdot Z_H \cdot \varphi^2 \cdot \sin 2\alpha \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{Z_0}{Z_H} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\varphi^2 \cdot \sin^2 \alpha}} \right), \quad (6.43)$$

где K_a – Коэффициент аэрации;

α – угол наклона носка, $\alpha = 30$.

$$Z_0 = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} = 184 - 152 = 32 \text{ м.} \quad (6.44)$$

По формуле (6.52):

$$L = 0,9 \cdot 30 \cdot 0,9^2 \cdot \sin(2 \cdot 30) \cdot \left(1 + \sqrt{1 + \left(\frac{32}{30} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,9^2 \cdot \sin^2 30}} \right) = 55,22 \text{ м.}$$

Проверим на выполнение условия $L > 0,5 \cdot H_{\text{пл}}$.

$$55,22 \text{ м} > 0,5 \cdot 54 \text{ м}$$

$55,22 \text{ м} > 27 \text{ м}$ – условие выполняется.

Глубина размыва – яма:

$$H_p = t - h_{\text{НБ}}, \quad (6.45)$$

$$\text{где } t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{Fr}) \cdot \sqrt{Fr} \cdot \sqrt[4]{\frac{h_{\text{НБ}}}{d}} \cdot h_H; \quad (6.46)$$

d – средняя крупность отдельностей, принимает $d=1$ м.

Таким образом:

$$t = (0,1 + 0,45 \cdot \sqrt[4]{27,15}) \cdot \sqrt{27,15} \cdot \sqrt[4]{\frac{13}{1}} \cdot 2,21 = 20,07 \text{ м,}$$

$$H_p = 20,07 - 13 = 7,07 \text{ м.}$$

Центр ямы:

$$L_1 = L + \frac{t}{tg\alpha_1}, \quad (6.47)$$

$$\text{где } tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2\alpha + \frac{2 \cdot g \cdot (0,5 \cdot h_H \cdot \cos\alpha + a - h_{HB})}{V_H^2 \cdot \cos^2\alpha}}, \quad (6.48)$$

$$tg\alpha_1 = \sqrt{tg^2 30 + \frac{2 \cdot 9,81 \cdot (0,5 \cdot 2,21 \cdot \cos 30 + 15 - 13)}{24,26^2 \cdot \cos^2 30}} = 0,68,$$

$$L_1 = 55,22 + \frac{22,07}{0,68} = 84,73 \text{ м.}$$

Длина горизонтального участка ямы размыва:

$$b_p = 2,5 \cdot h_{кр} + 3,7 \cdot H_p = 2,5 \cdot 7,34 + 3,7 \cdot 7,07 = 44,51 \text{ м,} \quad (6.49)$$

где $h_{кр}$ – критическая глубина потока.

6.5 Конструирование бетонной плотины

6.5.1 Определение ширины подошвы плотины

Наиболее экономичным является треугольный профиль плотины, имеющий минимальную ширину понизу (см. рисунок 6.4).

Но при своей экономичности этот профиль должен удовлетворять двум условиям:

- 1) отсутствие растягивающих напряжений в бетоне;
- 2) устойчивость тела плотины против сдвига по основанию.

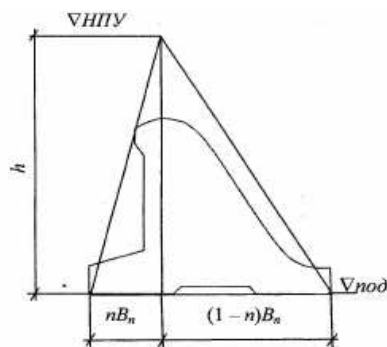


Рисунок 6.4 – Схема треугольного профиля плотины.

Бетон слабо сопротивляется растяжению, в нём недопустимо появление трещин с напорной грани, что может привести к появлению опасной фильтрации со всеми вытекающими последствиями.

Таким образом, из условия недопущения растягивающих напряжений, ширина водосливной плотины по основанию определяется, как:

$$B_n^I = \frac{h}{\sqrt{\frac{\rho_6}{\rho_w}(1-n)+n(2-n)-\alpha_1}}, \quad (6.50)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий потерю фильтрационного давления за счет устройства противофильтрационных завес, дренажей и шпунтов, принимаемый 0,5;

$$h = \nabla_{\text{НПУ}} - \nabla_{\text{под}} = 184 - 136 = 48 \text{ м}, \quad (6.51)$$

где $\nabla_{\text{под}} = \nabla_{\text{дна}} - 3 = 139 - 3 = 136 \text{ м}$.

Из условия устойчивости плотины на сдвиг по основанию ширина подошвы водосливной плотины определится из выражения:

$$B_n^{II} = \frac{\gamma_n h}{f\left(\frac{\rho_6}{\rho_w} + n - \alpha_1\right)}, \quad (6.52)$$

где γ_n – коэффициент надёжности по назначению сооружения, принимаемый в зависимости от класса сооружения 1,25;

f – коэффициент трения бетона по грунту, принимаемый для скалы 0,78.

Точка пересечения кривых определит искомую ширину подошвы водосливной плотины.

Для нахождения n воспользуемся алгебраическими вычислениями путем приравнивания B_n^I и B_n^{II} . Все расчёты сведены в таблицу 6.2, а сам график представлен на рисунке 6.3. В результате получаем ширину подошвы $B=36,2 \text{ м}$ при $n=0,226$.

Таблица 6.2 – Расчет ширины подошвы плотины

n	B'	B''
0,2	35,98	36,63
0,25	36,41	35,78
0,3	36,92	34,97
0,35	37,51	34,19
0,4	38,2	33,44
0,45	39,0	32,73

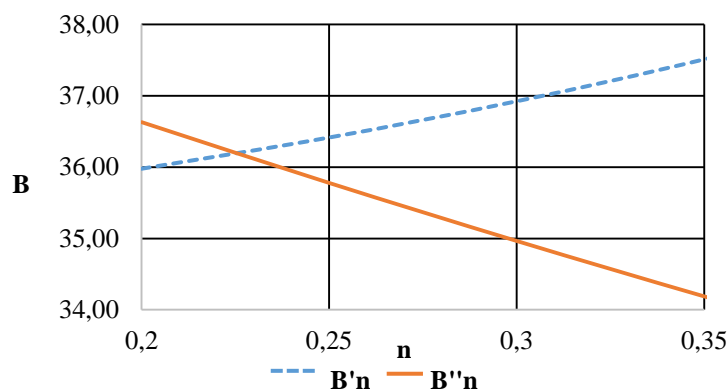


Рисунок 6.4 – График зависимостей $B = f(n)$

6.5.2 Разрезка плотины швами

Швы устраиваем для обеспечения монолитности бетона секций плотины между швами при неравномерном распределении температуры в теле плотины.

Расстояние меж.секционными швами в бетонных сооружениях на скальном основании должен быть не более 30 м. Поэтому принимаем расстояние между швами равным 19 метров. Разрез делаем по быку.

Температурные швы для плотин на скальном основании принимаем шириной 1 см на расстоянии 5 м от лицевых граней и гребня, а внутри тела плотины 0,3 м.

6.5.3 Быки

На водосливе устраивают быки для деления водосливного фронта на пролеты и для установки затворов (рисунок 6.5).

Согласно рекомендациям, для $b=16$ м, толщина быка (По Березинскому) принимается в диапазоне от $0,12 \cdot b$ до $0,16 \cdot b$, либо больше. Для расчётной ширины водослива $d=(1,92-2,56)$ м. В связи с тем, что бык разрезной принимаем толщину быка, равной 3,0 метра.

Ширина паза ремонтного затвора $a = 0.5$ м.

Длина паза ремонтного затвора $c=0,5$ м.

Длина паза рабочего затвора $c=1,5$ м.

Ширина паза рабочего затвора $a = (0,9 \div 0,6)$ м, принимаем 0,7 м.

Толщина быка между пазами $d_0 = 2,3$ м.

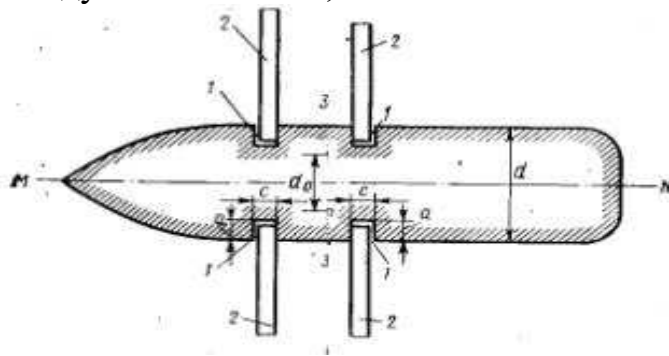


Рисунок 6.5 – Схема быка в плане

6.5.4 Устои

В нашем случае устраиваем два отдельных устоя, один отделяет водосливную плотину от стационарной части плотины, второй грунтовую плотину от водосливной

6.5.5 Дренаж тела бетонной плотины

Вдоль напорной грани плотины устраиваем устройство дренажа в виде вертикальных скважин, диаметров 20 см с расстоянием между осями 2 м.

Также предусмотрим горизонтальные скважины прямоугольного сечения площадью 600 см², расположенных по высоте плотины через 2 метра.

Расстояние от напорной грани до оси дренажа, а также до верховой грани продольной галереи:

$$a_{др} = \frac{H_d \cdot \gamma_n}{I_{кр.м}} = \frac{40 \cdot 1,25}{25} = 2 \text{ м}, \quad (6.53)$$

где $H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} \text{min} = 184 - 144 = 40 \text{ м};$

$I_{кр.м} = 25$ - величина критического среднего градиента напора;

$\gamma_n = 1,25$ -коэффициент надёжности.

6.5.6 Галереи в теле плотины

В теле плотины устраиваем смотровые галереи с шагом 15 м по высоте.

Одну из продольных галерей спроектируем выше максимального уровня нижнего бьефа для обеспечения самотечного отвода воды из всей вышележащей части плотин.

Размеры галерей принимаем: смотровая- 1,25·2,0 м; буровая – 2,0·3,0 м.

6.6 Конструирование элементов подземного контура плотины

Бетонные плотины на скальном основании имеют такие противофильтрационные элементы как: цементационную завесу и вертикальный дренаж. Противофильтрационные устройства служат для уменьшения противофильтрационного давления на подошву плотины.

Расстояние от напорной грани до оси цементационной завесы:

$$l_1 = (0,05 \div 0,1) \cdot B, \quad (6.54)$$

где B – ширина подошвы плотины.

Принимаем:

$$l_1 = 0,09 \cdot 36,2 = 3,27 \text{ м.}$$

Глубина цементационной завесы:

$$h_{\text{зав}} = (0,5 \div 0,8) \cdot H, \quad (6.55)$$

где $H = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ} \text{min} = 184 - 144 = 40 \text{ м};$

$\nabla \text{НБ} \text{min}$ - Отметка в НБ при $Q=Q_{\text{вхк}}$.

Принимаем:

$$h_{\text{зав}} = 0,5 \cdot 40 = 20 \text{ м.}$$

Глубина дренажа:

$$h_{\text{др}} = (0,5 \div 0,7) \cdot h_{\text{зав}}. \quad (6.56)$$

Принимаем:

$$h_{\text{др}} = 0,5 \cdot 20 = 10 \text{ м.}$$

Диаметр скважин для дренажа принимаем 0,2 м. с шагом 2м.

Толщина цементационной завесы:

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{\Delta H \cdot \gamma}{J_{\text{кр}}}, \quad (6.57)$$

где ΔH – потери напора, $\Delta H = 20 \text{ м};$

$J_{\text{кр}}$ – критический градиент напора на скальном основании, $J_{\text{кр}} = 15.$

$$\delta_{\text{зав}} = \frac{20 \cdot 1,25}{15} = 1,67 \text{ м.}$$

Расстояние от оси цементной завесы до оси дренажа принимаем из следующих условий:

$$l_2 > 4 \text{ м и } l_2 > \frac{\delta_{\text{зав}}}{2}, \quad (6.58)$$

$$l_2 = \frac{1,67}{2} = 0,835 \text{ м.}$$

Принимаем: $l_2 = 5 \text{ м.}$

6.7 Статические расчеты плотины

6.7.1 Обоснование надежности и безопасности бетонной плотины

Расчёты прочности и устойчивости гидротехнических сооружений выполняют для основного сочетания нагрузок и воздействий. В состав основного сочетания входят нагрузки постоянные, временные, длительные и кратковременные. Нагрузки и воздействия должны приниматься в наиболее неблагоприятных, но возможных сочетаниях.

6.7.2 Вес сооружения

Площадь поперечного сечения определена в программе AutoCad:

$$S_{\text{пл}} = 910 \text{ м}^2, S_{\text{б}} = 1070 \text{ м}^2.$$

Вес одного погонного метра водосливной части плотины определяется по формуле:

$$G_{\text{пл}} = \frac{S_{\text{пл}} \cdot b \cdot g \cdot \rho_{\text{б}}}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{910 \cdot 16 \cdot 9,81 \cdot 2400}{16 + 3} = 18061,15 \text{ кН/м.} \quad (6.59)$$

Вес быка и точку его приложения определяется аналогичным образом:

$$G_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \delta_{\text{б}} \cdot \rho_{\text{б}} \cdot g}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1070 \cdot 3 \cdot 2400 \cdot 9,81}{16 + 3} = 3955,34 \text{ кН/м.} \quad (6.60)$$

Вес плоского затвора:

$$Q_3 \approx 0,055 \cdot f \sqrt{f} \cdot g, \quad (6.61)$$

где f – площадь затвора по формуле (6.70):

$$f = (\nabla \text{ФПУ} - \nabla \text{ГВ} + 0,5) \cdot b = (185 - 174 + 0,5) \cdot 16 = 184 \text{ м}^2. \quad (6.62)$$

Таким образом, по формуле (6.70):

$$Q_3 = 0,055 \cdot 184 \sqrt{184} \cdot 9,81 = 1346,66 \text{ кН.}$$

Вес затвора приводится к 1 п.м:

$$G_{\text{зат}} = \frac{Q_3}{b + \delta_{\text{б}}} = \frac{1346,66}{16 + 3} = 70,95 \text{ кН/м.} \quad (6.63)$$

6.7.3 Сила гидростатического давления воды

Эпюры гидростатического давления воды принимаем по треугольнику. Горизонтальная составляющая силы гидростатического давления воды: с верхнего бьефа:

$$T_B = \frac{g \cdot H_B^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 48^2 \cdot 1000}{2} = 11301,12 \text{ кН/м}, \quad (6.64)$$

где $H_B = \nabla_{НПУ} - \nabla_{Подошвы} = 184 - 136 = 48 \text{ м.}$
с нижнего бьефа:

$$T_H = \frac{g \cdot H_H^2 \cdot \rho_B}{2} = \frac{9,81 \cdot 8^2 \cdot 1000}{2} = 313,92 \text{ кН/м}, \quad (6.65)$$

где $H_H = \nabla_{УНБ_{min}} - \nabla_{Подошвы} = 144 - 136 = 8 \text{ м.}$

6.7.4 Равнодействующая взвешивающего давления

Эпюра взвешивающего давления принимается в виде прямоугольника от минимального уровня нижнего бьефа подошвы сооружения для основного случая.

Сила взвешивающего давления:

$$W_{вз} = \rho_w \cdot g \cdot B \cdot (\nabla_{НБ_{min}} - \nabla_{под}) = 1000 \cdot 9,81 \cdot 36,2 \cdot (144 - 136) = 2840,24 \text{ кН/м}. \quad (6.66)$$

6.7.5 Волновое воздействие

Равнодействующая волнового давления:

$$W_{волн} = 0,5 \cdot \rho_B \cdot g \cdot h_{1\%} \left(\frac{\bar{\lambda}}{\pi} + \frac{h_0}{2} \right) = 0,5 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,40 \cdot \left(\frac{12,10}{3,14} + \frac{0,51}{2} \right) = 28,26 \text{ кН}, \quad (6.67)$$

где h_0 -по формуле:

$$h_0 = \frac{\pi h_{1\%}^2}{\bar{\lambda}} = \frac{3,14 \cdot 1,40^2}{12,1} = 0,51 \text{ м}. \quad (6.68)$$

Линия действия равнодействующей $W_{волн}$ находится ниже относительно уровня покоя верхнего бьефа на величину:

$$y_c = \frac{\bar{\lambda}}{2\pi} - \frac{3}{8} h_{1\%} = \frac{12,1}{2 \cdot 3,14} - \frac{3}{8} \cdot 1,40 = 1,40 \text{ м}. \quad (6.69)$$

6.7.6 Фильтрационные расчёты

Фильтрационный расчёт для плотин на скальном основании производится для случая, когда уровень верхнего бьефа соответствует нормальному подпорному уровню, а уровень нижнего бьефа соответствует минимальному, который возможен при пропуске расхода на водохозяйственные нужды. Эпюра пьезометрического напора представлена на рисунке 6.5.

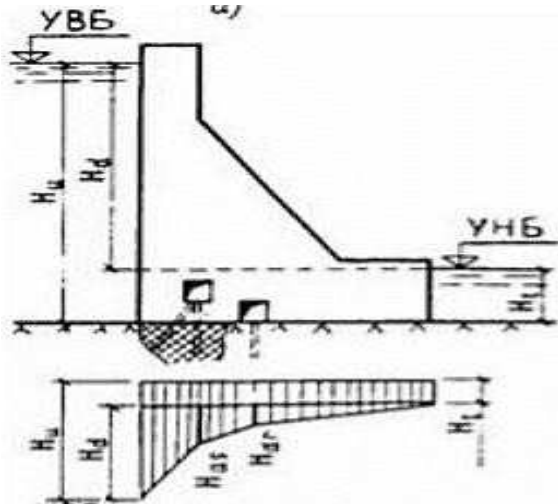


Рисунок 6.5 – Эпюра пьезометрического напора по подошве плотины

Для первого класса сооружений:

$$H_d = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{НБ}_{\min} = 184 - 144 = 40 \text{ м}, \quad (6.70)$$

$$H_{as} = 0,4 \cdot H_d = 0,4 \cdot 40 = 20 \text{ м}, \quad (6.71)$$

$$H_{dr} = 0,2 \cdot H_d = 0,2 \cdot 40 = 12 \text{ м}. \quad (6.72)$$

Площадь эпюры фильтрационного давления определяется как сумма площадей отдельных её участков, представляющих из себя прямоугольные трапеции и прямоугольный треугольник, или с помощью AutoCAD.

Сила фильтрационного давления на подошву сооружения:

$$W_\phi = \rho_w \cdot g \cdot S_\phi = 1000 \cdot 9,81 \cdot 400 = 3924,00 \text{ кН}. \quad (6.73)$$

6.7.7 Давление грунта

Давление наносов на вертикальную грань определим по формуле:

$$P_n = \gamma_n \cdot h_n \cdot tg^2(45 - \varphi_n/2) = 10 \cdot 6 \cdot tg^2(45 - 20/2) = 29,4 \text{ кПа}, \quad (6.74)$$

где γ_n – удельный вес наносов во взвешенном состоянии, $\gamma_n = 10 \text{ кН/м}^3$,
 h_n – толщина слоя наносов, $h_n = 6 \text{ м}$,
 φ_n – угол внутреннего трения наносов, $\varphi_n = 20^\circ$.
 Равнодействующая давления наносов на 1 п.м:

$$E_n = (p_n h_n) / 2 = (29,4 \cdot 6) / 2 = 88,1 \text{ кН.} \quad (6.75)$$

Активное давление грунта основания со стороны верхнего бьефа:
 В точке на границе слоя наносов и верхнего слоя грунта:

$$P_{гр'} = \gamma_n \cdot h_n \cdot \text{tg}^2(45^\circ - \varphi_{гр}/2) - 2 \cdot c \cdot \text{tg}(45^\circ - \varphi_{гр}/2) = 10 \cdot 6 \cdot \text{tg}^2(45^\circ - 38^\circ/2) - 2 \cdot 95 \cdot \text{tg}(45^\circ - 38^\circ/2) = -78,36 \text{ кПа}, \quad (6.76)$$

где $\varphi_{гр} = 38^\circ$ – угол внутреннего трения грунта;
 $c = 95$ – сцепления грунта.

В точке на нижней границе слоя грунта толщиной $h_{гр}$:

$$h_{гр} = \nabla_{\text{дна}} - \nabla_{\text{подошвы}} = 139 - 136 = 3, \quad (6.77)$$

$$\begin{aligned} P_{гр''} &= (\gamma_n \cdot h_n + \gamma_{\text{взв.гр.}} \cdot h_{гр}) \cdot \text{tg}^2\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) - 2 \cdot c \cdot \text{tg}\left(45 - \frac{\varphi_{гр}}{2}\right) = \\ &= (10 \cdot 6 + 16,8 \cdot 3) \cdot \text{tg}^2\left(45 - \frac{38^\circ}{2}\right) - 2 \cdot 95 \cdot \text{tg}\left(45 - \frac{38^\circ}{2}\right) = \\ &= -66,38 \text{ кПа}, \end{aligned} \quad (6.78)$$

где $\gamma_{\text{взв.гр.}}$ – удельный вес взвешенного грунта.

Определяется по формуле:

$$\gamma_{\text{взв.гр.}} = \gamma_{гр} - (1 - n_0) \cdot \gamma_v = 25 - (1 - 0,18) \cdot 10 = 16,8 \text{ кН/м}^3, \quad (6.79)$$

где $\gamma_{гр} = 25 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес грунта;

$n_0 = 0,18$ – пористость грунта;

$\gamma_v = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды.

Найдем равнодействующее активное давление грунта на 1 п.м. длины плотины:

$$E_{\text{акт}} = \frac{P_{гр'} + P_{гр''}}{2} \cdot h_{гр} = \frac{-78,36 - 66,38}{2} \cdot 3 = -217 \text{ кН.} \quad (6.80)$$

Так как грунт не может своим усилием растягивать плотину, в дальнейших расчётах не учитываем $E_{\text{акт.нагрузка}}$.

Пассивное давление грунта основания на плотину со стороны нижнего бьефа:

$$P_{\text{пн}} = \gamma_{\text{взв.гр}} \cdot h_{\text{гр}} \cdot tg^2 \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) + 2 \cdot c \cdot tg \left(45 + \frac{\varphi_{\text{гр}}}{2} \right) = 16,8 \cdot 3 \cdot tg^2 \left(45 + \frac{38}{2} \right) + 2 \cdot 95 \cdot tg \left(45 + \frac{38}{2} \right) = 600,26 \text{ кПа}, \quad (6.81)$$

Найдем равнодействующее пассивное давление грунта на 1 п.м. длины плотины:

$$E_{\text{пн}} = \frac{P_{\text{пн}}}{2} \cdot h_{\text{гр}} = \frac{600,26}{2} \cdot 3 = 900,39 \text{ кН}. \quad (6.82)$$

6.8 Расчёт прочности плотины

Расчёт прочности бетонной плотины следует производить по методу предельных состояний первой группы (по непригодности к эксплуатации). Расчёт плотины будем вести без учёта температурных воздействий. Для оценки прочности плотины вводятся критерии прочности. Таким образом, в результате расчёта определяются напряжения в плотине, которые затем сравниваются с критериями прочности.

Все напряжения считаем относительно горизонтального сечения подошвы.

Исходя из практических соображений, в расчёте плотины принимаем сжимающие напряжения со знаком «-», растягивающие – со знаком «+».

Для удобства расчёта составим таблицу 6.4, в которую внесем все нагрузки, умноженные на коэффициент надежности по нагрузке.

Таблица 6.4 – Основные нагрузки на плотину

Нагрузка	γ_f	Направление силы	Основной случай		
			Сила, кН	Плечо, м	Момент, кНм
Тв	1	→	11301,12	14	158215,7
Тн	1	←	313,92	-2,67	-838,2
Gб	0,95	↓	3757,58	-9	-33818,2
Gпл	0,95	↓	17158,09	-5,05	-86648,4
Wвзв	1	↑	2840,24	0	0
Wф	1	↑	3924,00	7,88	30921,1
Ен	1,2	→	105,76	5	528,8
Wволн	1	→	28,16	46,60	1317,0
Qз	1	↓	1346,66	-7,69	-10355,8
Епас	0,8	←	900,39	-1	-900,4
			$\Sigma \downarrow \uparrow = 15498,09$		$\Sigma M = 58421,7$

Расчёт краевых напряжений для основного случая в горизонтальном сечении плотины (при расчёте на 1 погонный метр длины) выполняется по формулам:

Для верховой грани:

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^u = -\frac{N}{B} + \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{15498,09}{36,2} + \frac{6 \cdot 58421,7}{36,2^2} = -160,6 \text{ кПа}, \quad (6.83)$$

где N – сумма вертикальных сил, действующих на плотину;

M – сумма моментов всех сил, действующих на плотину;

B – ширина подошвы плотины.

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^u = \sigma_y^u \cdot m_u^2 - \gamma_w \cdot H_d^u \cdot (1 - m_u^2) = -1589,13 \cdot 0 - 10 \cdot 48 \cdot (1 - 0) = -480 \text{ кПа}, \quad (6.84)$$

где $\gamma_w = 10 \text{ кН/м}^3$ – удельный вес воды;

$H_d^u = \nabla \text{НПУ} - \nabla \text{подошвы} = 184 - 136 = 48 \text{ м}$ – напор над расчётным сечением со стороны верхнего бьефа;

$m_u = \text{tg } \alpha_1$, где α_1 – угол между напорной гранью и вертикалью. Так как у водосливной плотины напорная грань вертикальна, то $\text{tg } \alpha_1 = 0$.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^u = (\gamma_w \cdot H_d^u + \sigma_y^u) \cdot m_u = 0. \quad (6.85)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_1^u = \sigma_y^u \cdot (1 + m_u^2) + \gamma_w \cdot H_d^u \cdot m_u^2 = -160,6 \cdot (1 + 0) + 10 \cdot 48 \cdot 0 = -160,6 \text{ кПа}. \quad (6.86)$$

Главное напряжение:

$$\sigma_3^u = -\gamma_w \cdot H_d^u = -10 \cdot 48 = -480 \text{ кН/м}^2. \quad (6.87)$$

Для низовой грани аналогично.

Нормальное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\sigma_y^t = -\frac{N}{B} - \frac{6 \cdot \sum M}{B^2} = -\frac{15498,09}{36,2} - \frac{6 \cdot 58421,7}{36,2^2} = -695,87 \text{ кН/м}^2. \quad (6.88)$$

Нормальное напряжение по вертикальной площадке:

$$\sigma_x^t = \sigma_y^t \cdot m_t^2 - \gamma_w \cdot H_d^t \cdot (1 - m_t^2) = -695,87 \cdot 0,75^2 - 10 \cdot 8 \cdot (1 - 0,75^2) = -426,42 \text{ кН/м}^2, \quad (6.89)$$

где $m_t = \text{tg } \alpha_2$;

$\alpha_2 = 53^\circ$ – угол между низовой гранью и горизонталью;

$H_d^t = \nabla \text{УНБ}_{\min} - \nabla \text{подошвы} = 144 - 136 = 8 \text{ м}$ –напор над расчётным сечением со стороны нижнего бьефа.

Касательное напряжение по горизонтальной площадке:

$$\tau_{xy}^t = -(\gamma_w \cdot H_d^t + \sigma_y^t) \cdot m_t = -(10 \cdot 8 - 695,87) \cdot 0,75 = 461,90 \text{ кН/м}^2. \quad (6.90)$$

Главные напряжения:

$$\sigma_3^t = \sigma_y^t \cdot (1 + m_t^2) + \gamma_w \cdot H_d^t \cdot m_t^2 = -695,87 \cdot (1 + 0,75^2) + 10 \cdot 8 \cdot 0,75^2 = -1042,29 \text{ кН/м}^2, \quad (6.91)$$

$$\sigma_1^t = -\gamma_w \cdot H_d^t = -10 \cdot 8 = -80 \text{ кН/м}^2. \quad (6.92)$$

Для наглядности все расчёты сведём в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Напряжения, возникающие в плотине

Грань	Напряжение	Значение, кПа
Верховая	σ_y^u	–160,6
	σ_x^u	–480
	τ_{xy}^u	0
	σ_1^u	–160,6
	σ_3^u	–480
Низовая	σ_y^t	–695,87
	σ_x^t	–426,42
	τ_{xy}^t	461,90
	σ_1^t	–80
	σ_3^t	–1042,29

6.9 Критерии прочности плотины

После определения напряжений для основного сочетания нагрузок, необходимо проверить сооружение на прочность, должны выполняться следующие условия:

1. Во всех точках плотины:

$$\gamma_n \cdot \gamma_{lc} \cdot |\sigma_3| \leq \gamma_{cd} \cdot R_b, \quad (6.93)$$

где $\gamma_n = 1,25$ – коэффициент надежности по назначению в зависимости от класса сооружения;

γ_{lc} – коэффициент сочетания нагрузок, для основного расчётного случая $\gamma_{lc} = 1$;

γ_{cd} – коэффициент условий работы, для основного расчетного случая $\gamma_{cd} = 1$.

$$R_b \geq \frac{1,25 \cdot 1 \cdot 1042,29}{1} = 1371,43 \text{ кН/м}^2. \quad (6.94)$$

Из данного условия предварительно принимаем бетон класса В=5 с расчётным сопротивлением бетона на сжатие $R_b = 2800 \text{ кН/м}^2$,

$$2800 \text{ кН/м}^2 \geq 1371,43 \text{ кН/м}^2.$$

2. На верховой грани плотины не должно быть растягивающих напряжений:

$$\sigma'_y < 0, \quad (6.95)$$

$$-160,6 \text{ кН/м}^2 < 0 - \text{условие выполнено.}$$

3. В зоне верховой грани плотины:

$$|\sigma_y^u| \geq 0,25 \cdot \gamma_w \cdot H_d^u, \quad (6.96)$$

$$160,6 \geq 0,25 \cdot 10 \cdot (184 - 136),$$

$$160,6 \text{ кН/м}^2 \geq 120 \text{ кН/м}^2.$$

Все условия выполняются, сооружение удовлетворяет условиями прочности.

6.10 Расчёт устойчивости плотины

Устойчивость бетонных плотин определяется несущей способностью основания, то есть его сопротивлением сдвигу сооружения. Плотины рассчитывают на сдвиг по первому предельному состоянию – по потере несущей способности.

При поступательной форме сдвига плотина будет устойчива, если выполняется условие:

$$\frac{R \cdot \gamma_{cd}}{F \cdot \gamma_{lc}} \geq \gamma_n, \quad (6.97)$$

$$\text{где } R = (G_{nl} + G_B - W_{\text{взв}} - W_{\phi} + Q_3) \cdot \tan \varphi + c \cdot \omega + E_{\text{пас}} \cdot \gamma'_c = (17158,09 + 33757,58 - 2840,24 - 3924,00 + 1346,66) \cdot 0,78 + 95 \cdot 36,2 + 900,39 \cdot 0,7 = 16156,89 \text{ кН/м},$$

где $\tan \varphi = 0,78$ – внутреннее трение для скалы в основании (песчаник);

$c = 95 \text{ кН/м}^2$ – сцепление для песчаника;

$\omega = B_n \cdot 1 = 36,2 \text{ м}^2$ – горизонтальная проекция площади подошвы плотины, при расчёте на 1 погонный метр;

$\gamma'_c = 0,7$ – коэффициент условия работы для пассивного давления грунта.

$$F = T_g - T_n + W_{вол} + E_n = 11301,12 - 313,92 + 28,26 + 105,76 = 11121,22 \frac{\text{кН}}{\text{м}}.$$

Таким образом условие на сдвиг:

$$\frac{16156,89 \cdot 0,95}{11121,22 \cdot 1} \geq 1,25.$$

$1,37 \geq 1,25$ – условие выполняется.

По проведённым проверкам можем утверждать, что выбранный профиль плотины удовлетворяет условиям прочности и надёжности при основном сочетании нагрузок. А также является экономичным. Запас по надёжности плотины обеспечивает её устойчивость.

7 Охрана труда. Пожарная безопасность. Охрана окружающей среды

7.1 Безопасность гидротехнических сооружений

Одной из важнейших задач службы эксплуатации ГЭС является обеспечение безопасности гидротехнических сооружений. Последствия аварий на ГЭС могут быть катастрофическими для всего региона, поэтому обеспечение безопасности ГТС является задачей общегосударственного значения. Деятельность службы по обеспечению безопасной эксплуатации ГТС регулируется положениями технических регламентов, законов, стандартов, местных производственных и должностных инструкций. Основным, из которых является Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений». Требованием этого закона является составление Декларации о безопасности ГТС, которое определяется положением, утвержденным Правительством РФ. Данное Положение определяет содержание, порядок составления Декларации о безопасности ГТС. Осуществление государственной экспертизы является обязательным для ГТС при их проектировании, строительстве, вводе в эксплуатацию, эксплуатации, выводе из эксплуатации, а также после реконструкции, капитальном ремонте, восстановлении или консервации.

Ответственность за обеспечение безопасности несет собственник гидроэлектростанции. Контроль состояния основных сооружений ГЭС осуществляется контрольно-измерительной аппаратурой (КИА). В состав эксплуатационного персонала входит специальное подразделение, задача которого заключается в измерении с помощью КИА контролируемых показателей, визуальный осмотр и оценка безопасности ГТС на основе анализа полученных данных.

На основании выше перечисленного и Акте обследования состояния ГТС составляется Декларация о безопасности, в которой описано обоснование безопасности сооружений, их соответствие критериям безопасности, проекту, действующим нормам и правилам, а также определяется характер и масштабы возможных аварийных ситуаций и рекомендации по предотвращению и ликвидацию явлений препятствующих безопасной эксплуатации.

7.2 Требования по охране труда и техники безопасности для работников ГЭС

7.2.1 Общие положения

Правильно организованная работа по обеспечению безопасности труда повышает дисциплинированность работников, что, в свою очередь, ведет к повышению производительности труда, снижению количества несчастных случаев, поломок оборудования и иных нештатных ситуаций, то есть повышает в конечном итоге эффективность производства. Управление охраной труда в организации осуществляет работодатель.

Одной из основных задач по обеспечению безопасных условий труда на ГЭС является создание структурного подразделения по охране труда и технике безопасности.

Служба по охране труда и технике безопасности выполняет следующие ключевые задачи:

- определяет цели, задачи и политику организации в области охраны труда;
- участие в организации работ на оборудовании и сооружениях ГЭС;
- ответственный за охрану труда на предприятии - работодатель;
- разработка мероприятий по охране труда на предприятии.

Для всех работников станции в обязательном порядке разрабатываются для рабочего персонала – должностные инструкции, а также для всех работников станции – охрана труда. Все работники станции должны при исполнении своих служебных обязанностей должны руководствоваться данными документами.

Инструкции по охране труда могут разрабатываться как для работников отдельных профессий, так и на отдельные виды работ. Они разрабатываются на основе межотраслевых и отраслевых правил по охране труда, типовых инструкций, требований безопасности, изложенных в технической документации завода - изготовителя оборудования, с которым имеют дело работники, с учетом конкретных условий производства и т.д. Каждой инструкции присваивается наименование и номер.

Должностные документы разрабатываются на основе действующих нормативно-правовых актов по технике безопасности и охране труда:

- Трудовой кодекс РФ;
- ГОСТ 12.0.230-2007 «Система стандартов безопасности труда. Система управления охраной труда. Общие требования»;
- распоряжение РАО ЕЭС России от 14.01.98 № 5р «Об утверждении Положения о СУОТ»;
- Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утв. приказом Министерством труда и социальной защиты РФ от 24.07.2013 №328;
- РД 153-34.0-03.301-00 – «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий»;
- Федеральный закон от 22.07.2008 №123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
- другие нормативные документы в сфере охраны труда.

Руководители и работники предприятия несут в соответствии с Законодательством Российской Федерации дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.2.2 Охрана труда ГЭС

Основной целью внедрения правил охраны труда на проектируемой ГЭС следует считать обеспечение безопасных и нормальных условий труда для работников на всех стадиях производственного процесса; сохранение жизни и здоровья работающих, сокращение количества несчастных случаев и заболеваний на производстве, а также предупреждение возможности их возникновения.

Контроль за выполнением требований нормативов по охране труда осуществляется руководителями гидроэлектростанции и подразделениями на всех ступенях управления. Исполнение правил обязательно для всех работников, связанных с эксплуатацией сооружений и оборудования проектируемой ГЭС, а также для работодателей, в ведении которых находятся названные работники.

Для выполнения и обеспечения правил охраны труда должны выполняться следующие требования:

- проектирование, строительство, реконструкция и ремонт гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического оборудования ГЭС, территория и акватория в зоне ответственности ГЭС, а также основное и вспомогательное оборудование, средства механизации и автоматизации должны соответствовать нормам законодательства, требованиям технических регламентов, стандартов;
- при случае возникновения нерасчетных эксплуатационных ситуаций должны быть в постоянной готовности к использованию предварительно разработанные для разных степеней угрозы технические и организационные мероприятия по обеспечению безопасности персонала ГЭС;
- должно быть предусмотрено обустройство специальных безопасных (аварийно-спасательных) помещений, рассчитанных на соответствующий штатный состав персонала;
- подразделения ГЭС, соответствующие безопасные помещения должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, системами автономных устройств жизнеобеспечения; а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Персонал, в свою очередь должен быть извещен и знать об объеме укомплектования рабочих зон и безопасных помещений указанными средствами;
- инструктажи во всех подразделениях на ГЭС должны производить только высококвалифицированные работники;
- организация соблюдения работниками гигиены труда на рабочих местах и в производственных помещениях;
- на каждом рабочем месте должны быть производственные и должностные инструкции и инструкции по охране труда в объеме, обязательном для данной должности или профессии;
- персонал, принимаемый на работу по обслуживанию гидротехнических сооружений, гидромеханического и электротехнического

оборудования, должен пройти предварительный медицинский осмотр и в дальнейшем проходить его периодически в сроки, установленные федеральным медицинским ведомством России;

- персонал ГЭС и привлекаемый для работ на территории ГЭС организаций обязан знать требования охраны труда, руководствоваться и соблюдать его требования;
- персонал, использующий в своей работе станочное оборудование, инструменты и приспособления, а также выполняющий сварочные и другие огневые работы, обязан знать и исполнять требования правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями;
- персонал, допускаемый к работе в помещениях, где используются горючие, токсичные и взрывоопасные материалы, должен знать свойства этих материалов и меры безопасности при обращении с ними;
- весь персонал должен быть обеспечен спецодеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной и коллективной защиты в зависимости от выполняемых работ согласно ГОСТ 12.4.011 и обязан пользоваться ими во время работы;
- весь производственный персонал должен владеть приемами освобождения от воздействия электрического тока попавшего под напряжение человека и оказания ему первой помощи, а также оказания такой помощи пострадавшим при других несчастных случаях;
- не допускается нахождение на территории и в производственных помещениях организации ГЭС лиц, не имеющих отношения к обслуживанию расположенного в них оборудования, без сопровождающих;
- шахты, колодцы и шурфы должны быть закрыты прочными и плотными щитами или иметь ограждения. Траншеи и котлованы в месте прохода людей должны быть ограждены;
- защитные ограждения следует окрашивать в желтый цвет в соответствии с ГОСТ 12.4.026. Ограждения необходимо оснащать предупреждающими надписями, знаками безопасности, а также сигнальным освещением, обеспечивающим в темное время суток хорошую видимость места ограждения со всех сторон возможного проезда автотранспорта и прохода пешеходов;
- курение на территории и в производственных помещениях разрешается только в специально оборудованных местах, не опасных в пожарном отношении, при соблюдении необходимых мер пожарной безопасности. У этих мест должны быть вывешены указательные знаки безопасности;
- в каждом подразделении (участке) ГЭС должны быть определены места расположения средств для оказания первой медицинской помощи (аптечки, носилки, шины, приспособления для реанимации);
- в производственных помещениях должны быть вывешены на видных местах плакаты, наглядно иллюстрирующие безопасные методы

работы и приемы оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях;

- до начала работы руководителем структурного подразделения должно быть проверено выполнение всех требований безопасности, относящихся к предстоящей работе. При несоблюдении этого положения и необеспечении персонала необходимыми средствами индивидуальной защиты не разрешается приступать к работе;
- не разрешается ведение работ на неостановленных механизмах и оборудовании;
- не допускается эксплуатация неисправного оборудования;
- движущиеся части производственного оборудования, к которым возможен доступ работающих, должны иметь защитное ограждение, надежное и прочно закрепленное, не ограничивающее технологических возможностей оборудования;
- работник обязан знать, выполнять и нести персональную ответственность за нарушение требований законодательных и иных нормативных актов по охране труда;
- работы на гидроэнергетическом, электротехническом, гидромеханическом оборудовании и гидротехнических сооружениях ГЭС должны проводиться по нарядам-допускам и (или) распоряжениям;
- учет и регистрацию работ по нарядам и распоряжениям ведет дежурный персонал в "Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям". При отсутствии дежурного персонала учет и регистрацию работ ведет работник, выдающий наряд (отдающий распоряжение);
- организация кабинета по технике безопасности и охране труда, являющийся организационным и учебно-методическим центром по работе с персоналом.

7.2.3 Ответственность

Руководители (работодатели и другие должностные лица) и работники несут в соответствии с Законодательством РФ дисциплинарную, гражданскую, административную и уголовную ответственность за невыполнение должностных и функциональных обязанностей по охране труда, если это могло привести или привело к несчастным случаям, заболеваниям на производстве, авариям, пожарам, материальному и моральному ущербу.

7.3 Пожарная безопасность

7.3.1 Ответственность за состояние пожарной безопасности

1. Ответственность за противопожарное состояние объектов ГЭС возлагается на первого заместителя директора - главного инженера.

2. Руководители служб, отделов, групп несут ответственность за противопожарное состояние закрепленных за ними зданий, сооружений, помещений, оборудования, за сохранность и готовность к работе закрепленных за ними первичных средств пожаротушения.

3. Каждый работник лично отвечает за соблюдение им правил и инструкций по пожарной безопасности на своем рабочем месте и в других местах его пребывания на территории.

4. Ответственность за пожарную безопасность помещений при их аренде (обязательно должно быть оговорено в договоре) несет организация – Арендатор.

5. Лица, виновные в нарушении данной инструкции, в зависимости от характера действия или бездействия и их последствий несут дисциплинарную, административную или уголовную ответственность в соответствии с действующим законодательством Российской Федерации.

7.3.2 Объекты водяного пожаротушения на ГЭС

Объектами водяного пожаротушения на ГЭС являются:

- гидрогенераторы;
- силовые трансформаторы;
- кабельные сооружения;
- станционное маслохозяйство;
- подпультовые, подщитовые помещения.

Повреждение синхронных машин, вызванное пробоем изоляции обмоток статора генератора, может вызвать пожар с тяжелыми последствиями. На генераторах ГЭС устанавливаются защиты, которые автоматически с действием от защит от внутренних повреждений обмоток статора сигнализируют о наличии возгорания. Пожаротушение осуществляется вручную. В качестве огнегасящего вещества применяется распыленная вода. Вблизи лобовых частей обмоток статора размещают дренчерные кольцевые трубопроводы, в которых выполнены отверстия со специальными насадками (дренчерами), ось которых направлена в сторону обмотки. Следует отметить, что при ложном срабатывании защиты или при длительной подаче воды происходит излишнее увлажнение изоляции, поэтому требуется достаточно высокая надежность работы этих устройств.

Трансформаторы на ГЭС являются возможными объектами возникновения пожара, так как содержат значительное количество трансформаторного масла, поэтому тушение их осуществляется автоматически с пуском от защит трансформатора. С этой целью по периметру трансформатора на безопасном расстоянии монтируются кольцевые трубопроводы, на которых вертикально устанавливаются дренчерные оросители.

Кабельные сооружения ГЭС должны оборудоваться системами автоматического пожаротушения, которые представляют собой систему трубопроводов, по которым подается вода к объекту пожара и запорно-пусковыми устройствами (ЗПУ). Каждый объект оснащается системой

пожарного обнаружения и оповещения, с помощью, которой осуществляется обнаружение пожара, а также автоматическим пуском системы и автоматической подачей воды на очаг пожара.

7.3.3 Противопожарная безопасность в аккумуляторных установках

1. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

2. При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа, установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

3. В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно-вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

4. Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ и технических условий.

5. При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы. Трубопроводы парового или водяного отопления аккумуляторных помещений должны соединяться на сварке. Запрещаются фланцевые соединения и установка вентилялей.

6. Ремонт и хранение кислотных и щелочных аккумуляторов должны осуществляться в разных помещениях.

7. В аккумуляторном помещении забор воздушно-газовой среды при вентиляции должен производиться как из верхней, так и из нижней его части. Если потолок имеет выступающие конструкции или наклон, должна быть предусмотрена вытяжка воздуха соответственно из каждого отсека или из самой верхней части потолка.

8. При естественном освещении помещения аккумуляторных батарей стекла окон должны быть матовыми или покрываться белой клеевой краской, стойкой к агрессивной среде.

9. Работы с использованием паяльных ламп в помещениях аккумуляторных батарей должны проводиться после прекращения зарядки батареи при условии тщательного проветривания и анализа воздушной среды.

10. Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и стораемые материалы.

7.3.4 Содержание территории, дорог, подъездов к зданиям и сооружениям

1. Территория должна своевременно очищаться от горючих отходов, мусора, тары, опавших листьев и пр. Горючие отходы, мусор ежедневно собираются в контейнеры и по мере их наполнения вывозятся. На территории следует регулярно скашивать и вывозить траву. Запрещается хранение высушенной травы на территории подстанции и на прилегающей территории на расстоянии ближе 100 м. Запрещается сжигание мусора на территории с разведением костров для этой цели.

2. Подъезды к пожарным гидрантам, гребенкам, пирсу, подступы к пожарному инвентарю должны быть всегда свободными, содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время очищаться от снега и льда. На период закрытия дорог или проездов, в соответствующих местах должны быть установлены указатели направления объезда или устроены переезды через ремонтируемые участки.

3. Не допускается использование территории под складирование материалов, оборудования и тары, стоянку транспорта и строительства (установки) зданий и сооружений, металлических вагончиков, шкафов без согласования с соответствующими службами и без соблюдения нормативно требуемых противопожарных разрывов

7.3.5 Содержание зданий, сооружений, помещений

1. В зданиях, помещениях и сооружениях не допускается:

1.1. Использовать чердаки, технические этажи, венткамеры и другие технические помещения для организации производственных участков, мастерских, хранения продукции, оборудования, мебели и других предметов.

1.2. Проводить уборку помещений и стирку одежды с применением бензина, керосина и других ЛВЖ и ГЖ.

1.3. Производить отогревание замерзших труб паяльными лампами и другими способами с применением открытого огня.

1.4. Оставлять неубранными горючие отходы, промасленный обтирочный материал.

1.5. Устраивать в зданиях антресоли, конторки и другие встроенные помещения из горючих материалов.

1.6. Хранение и применение в подвалах и цокольных этажах ЛВЖ и ГЖ, баллонов с газами и других взрывопожароопасных веществ и материалов.

2. Окна чердаков, технических этажей и подвалов должны быть остеклены, а их двери содержаться в закрытом состоянии. На всех дверях, имеющих врезные или навесные замки должно быть указано место хранения ключей, доступное для получения их в любое время суток.

3. В местах пересечения противопожарных стен, перекрытий и ограждающих конструкций различными инженерными и технологическими

коммуникациями, образовавшиеся отверстия и зазоры должны быть заделаны строительным раствором или другими негорючими материалами, обеспечивающими требуемый предел огнестойкости и дымогазонепроницаемость.

4. Нарушения огнезащитных покрытий (штукатурки, специальных красок, лаков, обмазок и т.п., включая потерю и ухудшение огнезащитных свойств) строительных конструкций, горючих отделочных и теплоизоляционных материалов должны немедленно устраняться.

5. Наружные пожарные лестницы и ограждения на крышах (покрытиях) зданий должны содержаться в исправном состоянии, не реже один раз в 5 лет необходимо проводить эксплуатационные испытания с составлением акта испытаний.

6. Не разрешается проводить работы на оборудовании с неисправностями, которые могут привести к пожару.

7. Противопожарные системы и установки (средства пожарной автоматики, системы противопожарного водоснабжения, противопожарные двери, другие защитные устройства в противопожарных стенах и перекрытиях и т.п.) помещений, зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном рабочем состоянии.

8. Спецдежда лиц, работающих с красками, растворителями, мастиками и другими ЛВЖ и ГЖ, должна храниться в подвешенном виде в металлических шкафах, установленных в специально отведенных для этой цели местах. В карманах спецдежды оставлять промасленные тряпки и обтирочные материалы запрещается.

9. Перепланировка помещений, изменение их функционального назначения или установка нового технологического оборудования должна проводиться только по утвержденному проекту.

10. На путях эвакуации из зданий, технологических помещений, кабельных коридоров и туннелей должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, должны быть выполнены указатели для выхода персонала. Двери в перегородках между отсеками кабельных галерей, кабельных полуэтажей, на выходах из помещений должны быть самозакрывающимися, открываться в сторону ближайшего выхода и иметь плотный притвор.

11. Не допускается:

11.1. Загромождать проходы, коридоры, лестничные площадки, марши лестниц и люки мебелью, шкафами, оборудованием и другими предметами (минимальная ширина проходов в помещениях должна быть не менее 1 метра), а также забивать двери эвакуационных выходов.

11.2. Пользоваться лифтами для эвакуации людей в случае возникновения пожара.

11.2. Устраивать в лестничных клетках и коридорах кладовые (чуланы), а также хранить под маршами лестниц и на их площадках вещи, мебель и другие горючие материалы.

11.3. Фиксировать самозакрывающиеся двери лестничных клеток, коридоров, холлов и тамбуров в открытом положении, а также снимать их.

11.4. Устраивать в тамбурах (в том числе временное) любого инвентаря и материалов.

11.5. Устраивать на путях эвакуации пороги, турникеты, раздвижные, подъемные и вращающиеся двери и другие устройства, препятствующие свободной эвакуации людей.

11.6. Применять на путях эвакуации горючие материалы для отделки, облицовки, окраски стен и потолков, а в лестничных клетках - также ступеней и площадок.

12. Для каждой мастерской, участка, лаборатории, склада и т.п. лицами ответственными за пожарную безопасность этих помещений должны быть разработаны и утверждены в установленном порядке инструкции о мерах пожарной безопасности.

7.4 Охрана природы

При эксплуатации и техническом обслуживании гидроэлектростанций, а также оборудования и гидротехнических сооружений в их составе, влияние на окружающую среду оказывает гидроузел в целом, как составная часть нового природно-технологического комплекса.

Природоохранные мероприятия при эксплуатации ГЭС осуществляются в соответствии со следующими основными законодательными и нормативными документами:

- Конституция Российской Федерации (принята на всенародном голосовании 12 декабря 1993 г.);
- Федеральный закон РФ «Об охране окружающей среды» № 7-ФЗ от 10.01.2002;
- Федеральный закон «Об охране атмосферного воздуха» № 96-ФЗ от 04.05.1999;
- Федеральный закон «Об отходах производства и потребления» № 89-ФЗ от 24.06.1998;
- Федеральный закон «О животном мире» № 52-ФЗ от 13.12.1996;
- Федеральный закон «Об особо охраняемых природных территориях» (14 марта 1995 года N 33-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 10.05.2007 N 69-ФЗ);
- Федеральный закон «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» (30 марта 1999 года N 52-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 01.12.2007 N 309-ФЗ);
- Федеральный закон «О безопасности гидротехнических сооружений» (21 июля 1997 г. N 117-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 23.12.2003 N 186-ФЗ);
- Федеральный закон «Об экологической экспертизе» (23 ноября 1995 г. № 174-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 16.05.2008 N 75-ФЗ);

- Федеральный закон «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» (20 декабря 2004 г. №166-ФЗ, в ред. Федеральных законов от 06.12.2007 N 333-ФЗ);

- Федеральный закон «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» (25.06.02 №73-ФЗ в ред. Федеральных законов от 08.11.2007 N 258-ФЗ).

- Земельный кодекс РФ № 136-ФЗ от 25.10.2001;

- Водный кодекс РФ № 74 - ФЗ от 03.06.2006;

- Лесной кодекс РФ № 200-ФЗ от 04.12.2006;

- Другие нормативные документы РФ.

К наиболее значимым экологическим задачам при строительстве и эксплуатации ГЭС относятся:

- создание водохранилища и связанные с этим трансформация ландшафтов, климатические изменения и пр.;

- подготовка ложа водохранилища, в том числе, свodka леса и санация территории;

- сбросы ГЭС в процессе эксплуатации и связанные с эти изменения, гидрологического, температурного и ледового режима реки в нижнем бьефе гидроузла;

- выбросы загрязняющих веществ в атмосферу на этапе строительства и эксплуатации;

- образование и управление отходами на стадии строительства и эксплуатации;

- переселение животных и пересадка редких растений;

- переселение населения из зоны затопления.

7.4.1 Мероприятия по подготовке зоны водохранилища, влияющие на состояние водных ресурсов

В комплекс мероприятий санитарной подготовки территории входят:

- санитарная очистка территорий населенных пунктов;

- вынос предприятий, снос зданий и сооружений из зоны затопления;

- санитарная очистка и другие мероприятия в местах захоронений и скотомогильников;

- мониторинг водоохранных зон;

- очистка от древесной и кустарниковой растительности.

Санитарная очистка проводится на всей территории, подлежащей постоянному или временному затоплению, подтоплению и берегообрушению. В комплекс работ по санитарной очистке территории входят:

- очистка от мусора и остатков строений;

- вывоз нечистот из уборных и вывоз бытовых отходов;

- санитарная очистка территории животноводческих объектов;

- очистка территории после переноса промышленных предприятий;

- ликвидация скважин (артезианских, геологоразведочных и др.).

На территории населенных пунктов, попадающих в зону затопления, подтопления и берегообрушения, подлежат удалению все строения, включая опоры воздушных линий электропередач и связи, мачты, изгороди и др. строения, выступающие над землей более чем на 0,5 м.

В населенных пунктах нечистоты от действующих индивидуальных и общественных уборных, скотных дворов и свалок выбираются и отвозятся в специально оборудованных самосвалах на полигоны отходов, где укладываются в специально подготовленные котлованы.

В местах захоронений необходимость тех или иных мероприятий по подготовке территорий кладбищ к затоплению и переносу определяется абсолютной отметкой местности. Согласно СанПиН 3907-85 (Санитарные правила проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985) подлежат переносу кладбища, расположенные в пределах зоны сработки водохранилища и на 2 м ниже УМО. Все работы по санитарной подготовке территорий кладбищ к перезахоронениям должны проводиться с выполнением мероприятий по обеззараживанию почв, инструментов, механизмов, с соблюдением санитарных норм и техники безопасности.

Очистка зоны водохранилища от древесно-кустарниковой растительности производится в соответствии с санитарными нормами, согласно которым для водохранилищ с коэффициентом водообмена 6 и более очистку от древесно-кустарниковой растительности производят на территории сработки водохранилища от НПУ до отметки на 2 м ниже максимальной сработки с оставлением пней не выше 50 см. Вместе с тем санитарные нормы допускают отказ от очистки от древесно-кустарниковой растительности, если расчетами прогноза подтверждается, что воздействие остающейся под затопление древесины на качество воды будет находиться в пределах нормативных требований (примечание к п.3.3.2. санитарных правил проектирования, строительства и эксплуатации водохранилищ № 3907-85 от 1.07.1985).

Для компенсации ущерба, приносимого затоплением и подтоплением земель, необходимо провести следующие мероприятия:

- перенос отдельных участков дорог, наращивание их полотна, крепление откосов, перенос линий связи и электропередачи;
- выработка полезных ископаемых или обеспечение возможности их последующей разработки;
- перенос или защита памятников истории и культуры, а также их обследование и описание;
- возмещение ущерба уничтожения нерестилищ рыб и численности диких животных и птиц.

7.4.2 Водоохранная зона

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 и во исполнение требований Водного кодекса № 74

- ФЗ от 3.06.2006 вокруг водохранилища должна быть установлена водоохранная зона со специальным режимом хозяйственной деятельности.

Все показатели, характеризующие состояние лесного фонда, интенсивность использования лесных ресурсов, уровень состояния лесного и сельского хозяйства определяются в проекте водоохранной зоны по данным лесоустроительных материалов, годовых отчетов лесохозяйственных и сельскохозяйственных предприятий, материалов обследования на ключевых участках территории водоохранной зоны, выполненных в процессе изысканий. В проекте обосновываются границы водоохранной зоны и прибрежной защитной полосы, а также определяется комплекс лесохозяйственных, противоэрозионных и других водоохранно-защитных мероприятий.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 23 ноября 1996 г. №1404 в водоохранной зоне запрещается:

- строительство новых и расширение действующих предприятий и объектов, прямо или косвенно влияющих на санитарно-техническое состояние водохранилища и прилегающих к нему земель;
- размещение животноводческих ферм, птицефабрик, использование в качестве удобрений, не обезвреженных навозосодержащих сточных вод;
- размещение складов для хранения горючесмазочных материалов, удобрений и ядохимикатов;
- размещение мест захоронения бытовых и промышленных отходов, скотомогильников, а также других объектов, отрицательно влияющих на качество вод;
- применение авиаопыления лесных угодий ядохимикатами, на которые не установлены предельно-допустимые концентрации (ПДК);
- разрушение грунтового растительного покрова в пределах береговых уступов и пляжей водохранилища, склонов рек, оврагов, уступов и крутых участков склонов террас и других форм рельефа.

В пределах прибрежной защитной полосы дополнительно к ограничениям, установленным в водоохранной зоне запрещается:

- распашка земель;
- кооперативное и индивидуальное строительство;
- применение ядохимикатов и удобрений;
- организация летних лагерей, водопой и выпас скота;
- устройство стоянок автотранспорта и лодочных причалов за пределами отведенных для этого мест.

На период эксплуатации водохранилища в водоохранной зоне водохранилища в качестве первоочередных мероприятий рекомендуются мероприятия по ведению лесного хозяйства: рубки, ухода, санитарные рубки, охрана лесов от пожара.

7.4.3 Водоохранные мероприятия на гидроэлектростанции

Для обеспечения нормальной работы оборудования ГЭС требуется применение энергетических масел, что может приводить к попаданию нефтепродуктов в поверхностные воды. Кроме того, для обеспечения собственных нужд предприятия требуется потребление определенного объема воды.

Замасленные стоки ГЭС должны поступать на специальные маслоочистительные установки. В аварийной ситуации (пожар на площади трансформаторов) стоки воды от пожаротушения и масла собираются в специальные емкости – в баки аварийного слива масла.

К категории производственных стоков, не требующих очистки (нормативно-чистые воды), отнесены воды, идущие на охлаждение оборудования, и сточные воды от пожаротушения кабельных помещений. Эти воды не загрязняются в процессе использования и отводятся в нижний бьеф без очистки.

- при эксплуатации ГЭС должно быть обеспечено минимальное отрицательное воздействие на окружающую среду:
- регулирование стока должно производиться в соответствии с утвержденными правилами использования водных ресурсов и правилами эксплуатации водохранилища;
- эксплуатация и обслуживание оборудования и производственной территории должны сопровождаться проведением мероприятий по предотвращению попадания загрязняющих вод в подземные воды и в водный объект (водохранилище, нижний бьеф);
- при эксплуатации технологического флота должно быть обеспечено непопадание загрязняющих веществ в акваторию;
- при выполнении ремонтов (реконструкции) оборудования и гидротехнических сооружений должны соблюдаться природоохранные требования к производству работ и к применяемым материалам.

При эксплуатации гидроэлектростанции должны соблюдаться установленные проектом и уточненные в последующий эксплуатационный период значения нормативов допустимых сбросов (НДС) масел и других загрязняющих веществ исходя из установленных для водного объекта предельно допустимых концентраций (ПДК).

Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории ГЭС должны быть выполнены, и содержаться в исправном состоянии:

- системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);
- сети водопровода, канализации, дренажа и их сооружения;
- очистные сооружения и устройства;
- противооползневые, противообвальные, противолавинные, противоселевые и берегоукрепительные сооружения;

- контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

Осуществление строительства гидроузла потребует проведения работ по подготовке ложа водохранилища к затоплению и лесочистке.

В санитарном отношении р. Томь характеризуется от «умеренно загрязненной» до «загрязненной». Основными источниками загрязнения реки Томь в рассматриваемом створе являются сточные воды предприятий горнодобывающей, топливно-энергетической, металлургической, коксохимической, химической, деревообрабатывающей промышленности, агропромышленного комплекса и коммунального хозяйства.

Исходя из характера природных условий и технических параметров гидроузла в нижнем бьефе ГЭС возможно проведение комплекса защитных мероприятий, обеспечивающих минимизацию возможного воздействия, связанного с резким колебанием уровня воды из-за изменения режимов работы ГЭС. В составе мероприятий могут предусматриваться берегозащитные мероприятия, перенос зданий и сооружений за пределы возможной заболачиваемой территории, переселение населения, комплекс компенсационных природоохранных мероприятий и т.д.

В результате затопления сельхозугодий, хозяйства полностью теряют получаемую с них продукцию. В целях восстановления потерь сельскохозяйственного производства совхозов, затрагиваемых гидростроительством, проектом намечается освоение равновеликой площади посевных земель и проведение на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия.

Звери и птицы, а также пресмыкающиеся и земноводные, которые исчезнут в связи с затоплением свойственных для их обитания угодий, сохранятся в достаточном количестве на прилегающей территории, которая не подвергнется изменению.

С целью дальнейшего сохранения растительности и животного мира, побережье Ключевского водохранилища включается в пятикилометровую охранную зону водохранилища.

При эксплуатации ГЭС отрицательное влияние на качество воды уменьшится: появится возможность использования воды для водоснабжения населенных пунктов.

8 Объёмы производства электроэнергии и расходы в период эксплуатации

8.1 Оценка объёмов реализации электроэнергии

Электрическая энергия является также товаром, который приобретают участники оптового рынка у генерирующих компаний, а участники розничного рынка у энергосбытовых компаний. Цена на электрическую энергию выражается в рублях и копейках за потребленный киловатт-час (коп/кВт·ч, руб./кВт·ч).

Оценка объёмов продаж представлена в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Оценка объёмов продаж впервые годы выпуска электроэнергии

Наименование	Год			
	2022	2023	2024	2024
Установленная мощность, МВт	513,00	513,00	513,00	513,00
Число часов использования установленной мощности	4200,00	4200,00	4200,00	4200,00
Выработка электроэнергии, МВт·ч	2154600,00	2154600,00	2154600,00	2154600,00
Расход электроэнергии на собственные нужды, %	1,00	1,00	1,00	1,00
Расходы электроэнергии на собственные нужды, МВт·ч	21546,00	21546,00	21546,00	21546,00
Объём реализации электроэнергии, МВт·ч	2133054,00	2133054,00	2133054,00	2133054,00
Тариф на электроэнергию, руб./МВт·ч	1077,00	1110,00	1143,00	1175,00
Выручка от реализации электроэнергии, тыс.руб.	191441596,50	197307495,00	203173393,50	208861537,50
НДС к выручке, тыс.руб.	29202955,40	30097753,47	30992551,55	31860234,53

8.2 Текущие расходы по гидроузлу

Формирование текущих расходов выполнено на основании «ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 №9 - «Единые сценарные условия ПАО «РусГидро» на 2017-2042 гг.) с учетом реализованной электроэнергии.

Текущие расходы по гидроузлу включают в себя:

- амортизационные отчисления;
- расходы по страхованию имущества;
- эксплуатационные расходы;
- расходы на ремонт производственных фондов;
- расходы на услуги регулирующих организаций;
- налог на воду.

Амортизационные отчисления рассчитываем, исходя из среднего срока службы основного оборудования.

Эксплуатационные расходы (оплата труда, производственные затраты, прочие расходы) по ГЭС определяем в расчете на 1 МВт установленной мощности.

Период расчета в программе 240 месяцев, период окупаемости 81 месяц.

Эксплуатационные расходы на уровне представлены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Эксплуатационные расходы гидроузла в первые годы эксплуатации

Наименование	Ставка, тыс.руб./МВт	Величина, тыс.руб.
Расходы на оплату труда	255,20	130917,60
Прочие расходы	274,0	14056,20
Итого		144973,80

Расходы на услуги регулирующих организаций рассчитаны на основании Единых сценарных условий ПАО «РусГидро» на 2017 - 2042 гг. (приказ ПАО «РусГидро» от 16.01.2017 г. №9), таблица 8.3.

Таблица 8.3 – Расходы на услуги регулирующих организаций

Наименование	Ставка	Величина, тыс.руб.
ОАО "СО - ЕЭС"	135,38 тыс.руб./МВт	69449,94
ОАО АТС (администратор торговой системы)	0,001097 тыс.руб./МВт*ч	4862,26
ОАО ЦФР (центр финансовых расчетов)	0,000318 тыс.руб./МВт*ч	1409,48
Итого		75721,67

Налог на воду в расчете на 1 тыс. кВт·ч в соответствии с Налоговым кодексом РФ для реки Томь составляет 4,8 руб.

Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии приведены в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Текущие затраты по гидроузлу в первые годы производства электроэнергии

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Амортизационные отчисления	323,82	323,82	323,82	323,82	323,82
Расходы на страхование	56,63	53,52	50,41	47,30	44,20
Эксплуатационные затраты	141,52	144,97	144,97	144,97	144,97
Расходы на ремонт производственных фондов	2,36	3,35	3,15	2,96	2,76
Расходы на услуги регулирующих компаний	73,92	75,72	75,72	75,72	75,72

Окончание таблицы 8.4

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на воду	20,43	21,28	21,28	21,28	21,28
Итого	618,68	622,66	619,36	616,05	612,75

Структура текущих затрат по гидроузлу представлены на рисунке 8.1.

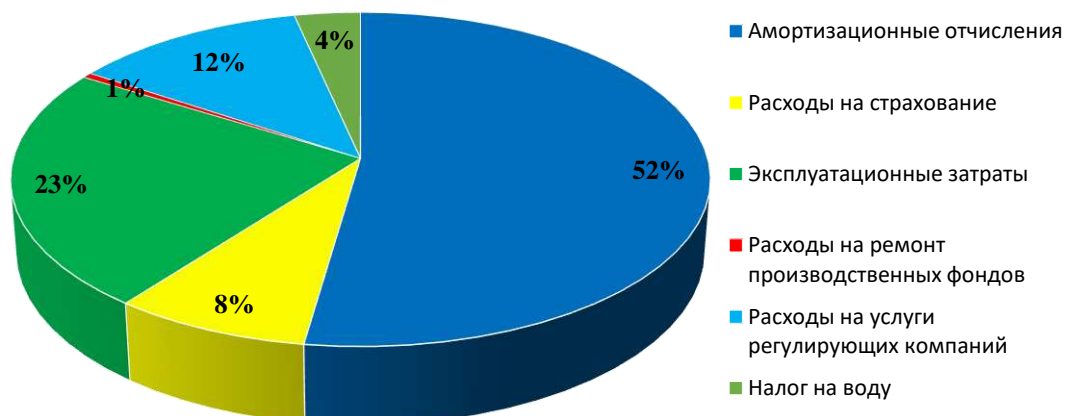


Рисунок 8.1 – Структура текущих затрат по гидроузлу, %

8.3 Налоговые расходы

Налоговые расходы представляют собой отток денежных средств после завершения строительства Ключевской ГЭС. Значительная часть отчисляется в региональный бюджет в соответствии с Налоговым кодексом РФ.

Учтены следующие налоги:

- Налог на прибыль – 20%;
- НДС – 18%;
- Взносы в социальные фонды – 34%;
- Налог на имущество – 2,2%
- Налог на воду на 1 тыс. кВт·ч – 4,8 руб.

Предполагаемые налоговые расходы при отсутствии льгот приведены в таблице 8.5.

Таблица 8.5 - Налоговые расходы в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Налог на прибыль, млн.руб.	671,74	731,83	758,78	787,20	813,44
НДС, млн.руб.	696,01	748,96	771,94	796,23	818,56

Окончание таблицы 8.5

Наименование	Год реализации проекта				
	2021	2022	2023	2024	2025
Взносы в социальные фонды, млн.руб.	8,47	8,47	8,47	8,47	8,47
Налог на имущество, млн.руб.	131,56	124,43	117,31	110,19	103,06

Налоги на прибыль, НДС и взносы в социальные фонды отчисляются в федеральный бюджет. Налог на имущество отчисляется в бюджет региона, где производится строительство.

8.4 Оценка суммы прибыли от реализации проекта

Прибыль является конечным финансовым результатом от продажи электроэнергии генерирующей компании и в общем виде представляет разницу между ценой продукции и её себестоимостью.

В отчете о прибыли определяются следующие показатели: валовая прибыль, налогооблагаемая прибыль, размеры выплат по налогам, нераспределенная прибыль, накопленная нераспределенная прибыль.

Годовая прибыль первых лет эксплуатации представлена для целевого варианта в таблице 8.6.

Таблица 8.6 - Годовая прибыль в первые годы эксплуатации

Наименование	Год реализации проекта				
	2020	2021	2022	2023	2024
Выручка (нетто), млн.руб.	2134,75	3940,10	4172,24	4299,10	4434,80
Текущие расходы, млн.руб.	454,84	618,68	622,66	619,36	616,05
EBITDA (Валовая прибыль), млн.руб.	1679,91	3321,42	3549,58	3679,75	3818,75
ЕВІТ (Прибыль до налогообложения), млн.руб.	1679,91	3321,42	3549,58	3679,75	3818,75
Скорректированный налог на прибыль, млн.руб.	335,98	664,28	709,92	735,95	763,75
NOPAT (Чистая прибыль), млн.руб.	1343,93	2657,14	2839,66	2943,80	3055,00
Справочно: Ставка налога на прибыль Т, %	20	20	20	20	20

Объём чистой прибыли зависит от объёма валовой прибыли и величины налогов, и растёт по мере увеличения выработки электроэнергии, что показано на рисунке 8.2.

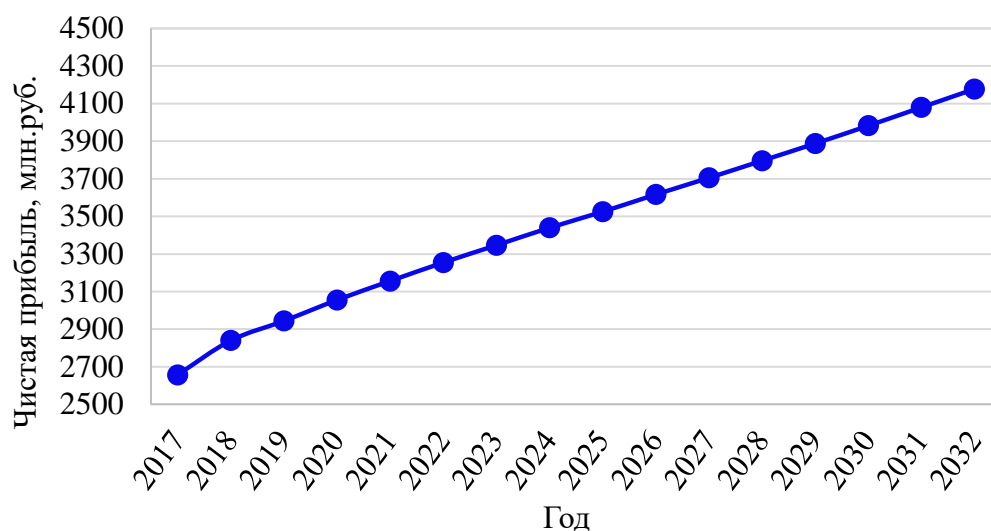


Рисунок 8.2 – Чистая прибыль, млрд. руб.

8.5 Показатели эффективности проекта

Эффективность проекта характеризуется системой показателей, отражающих соотношение затрат и результатов применительно к интересам его участников.

Критерии эффективности инвестиций приведены в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Эффективность инвестиций

Ставка дисконтирования, %	11,6
Дисконтированный период окупаемости - DPB, мес.	81
Чистый приведенный доход – NPV, млн. руб.	13150
Индекс прибыльности - PI	1,33
Себестоимость руб./кВт·ч	0,14
Удельные капиталовложения, руб./кВт	87627,31

8.6 Анализ чувствительности

Инвестиции – вложения капитала с целью получения прибыли. Инвестиции являются неотъемлемой частью современной экономики. От кредитов инвестиции отличаются степенью риска для инвестора (кредитора) — кредит и проценты необходимо возвращать в оговорённые сроки независимо от прибыльности проекта, инвестиции (инвестированный капитал) возвращаются и приносят доход только в прибыльных проектах. Если проект убыточен — инвестиции могут быть утрачены полностью или частично.

Выручка (оборот, объём продаж) — количество денежных средств или иных благ, получаемых компанией за определённый период её деятельности, в основном за счёт продажи товаров или услуг своим клиентам.

Влияние выбранных показателей на изменение чистого приведенного дохода показано на следующих рисунках 8.3 – 8.6.

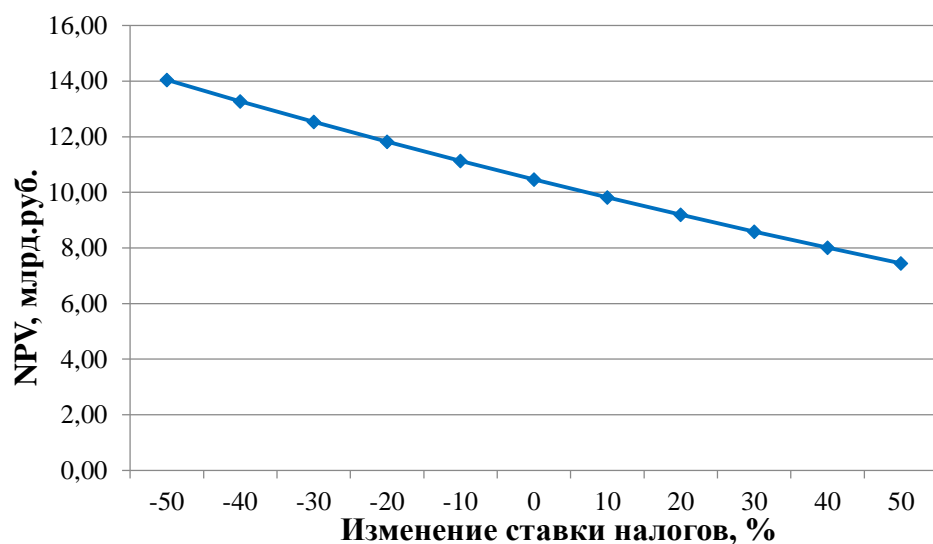


Рисунок 8.3 – Изменение NPV в зависимости от изменения ставки налогов, млрд. руб.

Вывод: Увеличение ставки налогов – уменьшение величины NPV.

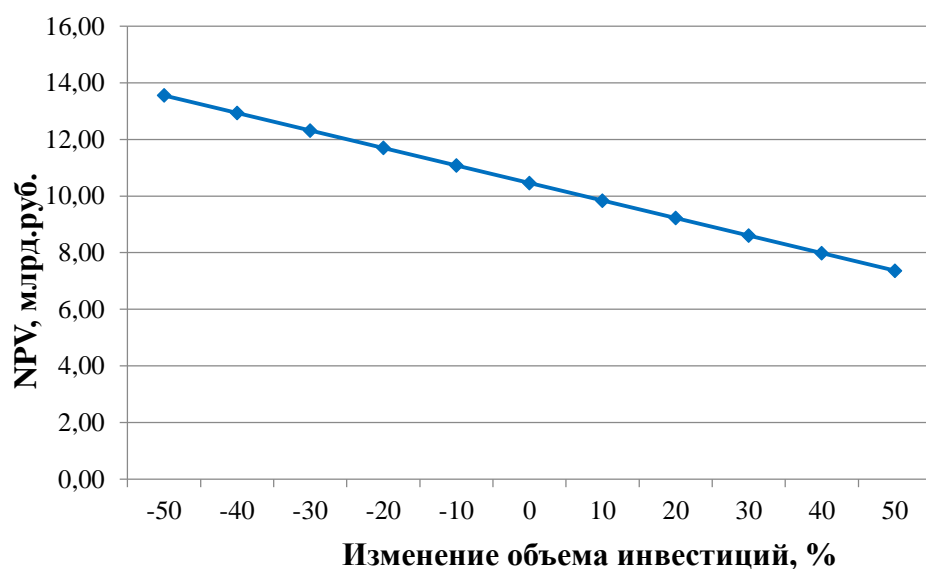


Рисунок 8.4 – Сумма NPV от в зависимости от изменения объёма инвестиций, млрд. руб.

Вывод: Увеличение объема инвестиций- уменьшение величины NPV.

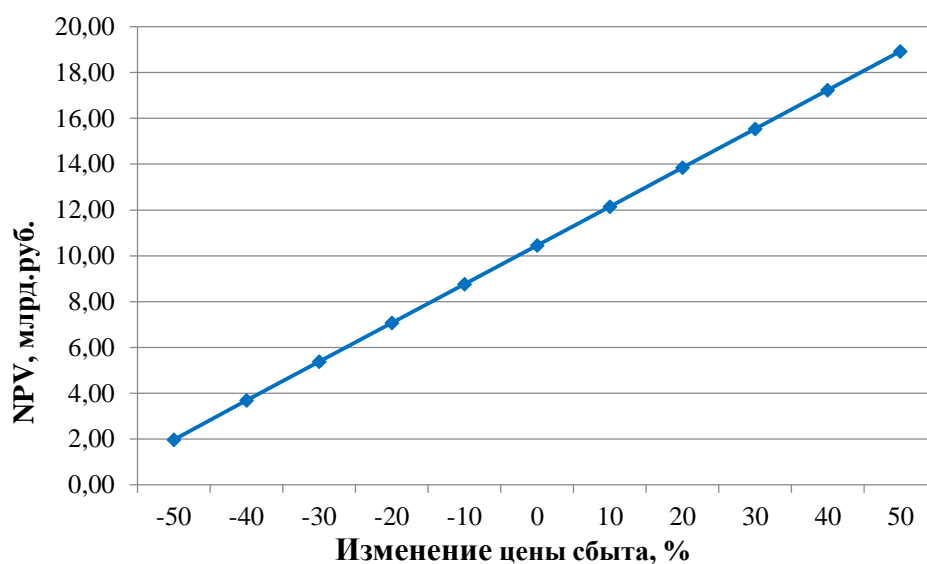


Рисунок 8.5 – Сумма NPV в зависимости от изменения цены сбыта, млрд. руб.

Вывод: Увеличении цены сбыта –увеличение величины NPV.

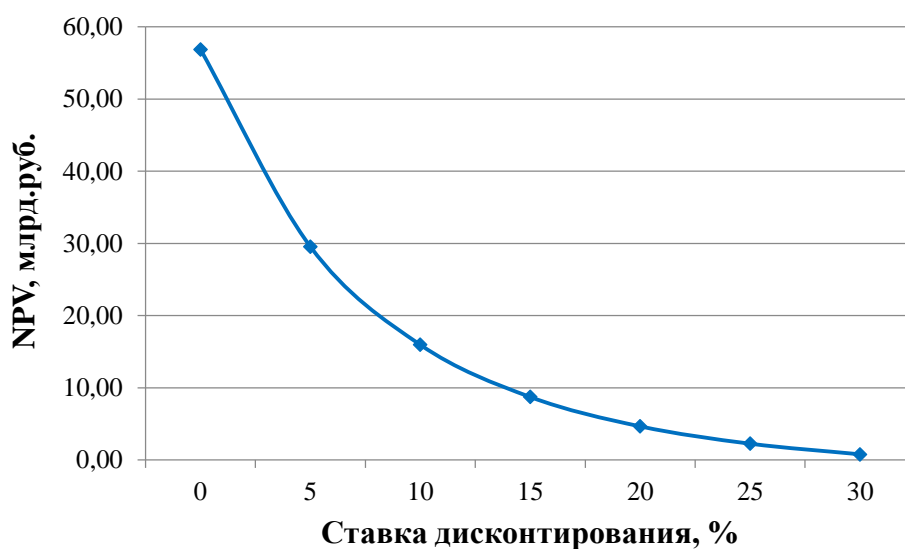


Рисунок 8.6 – Сумма NPV в зависимости от изменения ставки дисконтирования, млрд. руб.

Вывод: Увеличение ставки дисконтирования–уменьшение величины NPV.

9 Пневмохозяйство ГЭС

Пневматическое хозяйство ГЭС является вспомогательным оборудованием для технологических процессов.

Основные потребители сжатого воздуха являются:

-масловоздушные котлы маслонапорных установок систем регулирования турбин;

-системы торможения агрегатов (предназначена для быстрой остановки агрегата, вращающегося по инерции после отключения генератора и закрытия направляющего аппарата турбины);

-система отжатия воды из камер рабочих колес перед вводом агрегата в режим - синхронного компенсатора;

-пневматические ремонтные уплотнения турбин (уплотнения вала);

-технические нужды (пневматический инструмент).

Пневматическое хозяйство ГЭС представляет собой одну или несколько самостоятельных систем высокого и низкого давления. В состав каждой из систем входят: компрессорные установки, объединенные воздухопроводами, воздухоборники (ресиверы) и потребители. Все оборудование должно быть оборудовано предохранительными клапанами, приборами контроля, защиты и другими устройствами, в том числе средствами автоматики, обеспечивающими безопасность пневматического хозяйства предусмотренными правилами надзорных органов.

9.1 Технологические схемы и состав оборудования

Технологические схемы являются основным документом, описывающим процесс производства, подачи и использования сжатого воздуха. На них представлено все оборудование компрессоры, воздухоборники, воздухопроводы, клапана, манометры, задвижки.

В состав оборудования воздушного хозяйства входят:

-Компрессорные установки.

-Воздухоборники

-Воздухопроводы

-Трубопроводная арматура

-Контрольно-измерительная аппаратура (КИА)

В пневматическом хозяйстве ГЭС применяются компрессорные агрегаты общего назначения следующих типов: поршневые, винтовые и ротационные.

Продувка компрессоров производится через маслоуловители во избежание загрязнения помещений и территории. Продувочные трубопроводы следует соединять в коллекторы при одинаковом давлении.

Каждая компрессорная установка оборудуется технологическими защитами и устройствами звуковой и световой сигнализации, действующими при прекращении подачи охлаждающей воды, повышении температуры сжатого воздуха выше допустимой, а также устройствами для автоматической остановки

компрессора при понижении давления смазки для механизма движения ниже допустимой, недопустимом повышении давления или температуры воздуха на нагнетательной линии, при внезапном прекращении подачи охлаждающей воды и в других случаях, предусмотренных заводской инструкцией по эксплуатации компрессора конкретного типа.

-Воздухосборники.

В системах пневматического хозяйства используются воздухосборники общепромышленного изготовления на давление 0,5 и 0,8 и 7,0 МПа.

Каждый воздухосборник должен иметь манометр и предохранительный клапан. Число предохранительных клапанов и их пропускная способность должны предотвращать возможность превышения давления в воздухосборнике над рабочим.

В днище воздухосборника устанавливается патрубок для продувки конденсата и масла. Масло и вода, удаляемые при продувке воздухосборников отводятся в специальные сборники, исключающие загрязнение помещений, стен и окружающей территории маслом.

-Воздухопроводы.

Воздухопроводы изготавливаются из стальных бесшовных труб.

Диаметр воздухопроводов рассчитывается таким образом, чтобы падение давления у наиболее удаленного потребителя при максимальном расходе не превышало 5 - 8 % номинального значения.

Разборные фланцевые соединения труб применяются у арматуры, а также для участков, подвергающихся периодической разборке для очистки от отложений - между компрессорами и воздухосборниками.

Воздухопроводы прокладываются с учетом возможности их свободного температурного расширения, предотвращая расстройство соединений и недопустимости передачи дополнительных усилий на соединенные с ними компрессоры и другое оборудование. Учитывается также возможность самокомпенсации отдельных участков. Типы применяемых компенсаторов - гнутые и волнистые.

-Трубопроводная арматура.

Трубопроводная арматура принимается в зависимости от рабочего давления и температуры в воздухопроводах. Применяется арматура общепромышленного изготовления: задвижки, вентили, шаровые краны.

- Контрольно-измерительная аппаратура (КИА).

Каждая компрессорная установка и воздухосборник оснащаются контрольно-измерительной аппаратурой, которая поставляется комплектно с соответствующим оборудованием.

Компрессорные станции по мере необходимости оснащаются дополнительной КИА, необходимой для автоматизации их работы:

- электроконтактными манометрами или датчиками давления для включения и отключения рабочих и резервных компрессоров по давлению в воздухосборниках;

- электроконтактными термометрами или другими датчиками температуры для аварийной остановки компрессорного агрегата при перегреве сжатого воздуха в нагнетательном трубопроводе, если эта температура близка к температуре вспышке паров компрессорного масла;

Манометры устанавливаются диаметром не менее 150 мм, класса точности не ниже 2,5. Шкала выбирается таким образом, чтобы при рабочем давлении стрелки находились в средней ее трети. Каждый манометр снабжается запорным устройством или трехходовым краном.

9.2 Типы компрессорных установок

Согласно ГОСТ 28567-90 «Компрессоры. Термины и определения», компрессором (воздушным компрессором) называется энергетическая машина или устройство для повышения давления (сжатия) перемещения воздуха.

Компрессор с приводом называется агрегатом, а компрессорная установка – компрессорным агрегатом с дополнительными системами, обеспечивающими его работу.

Компрессоры можно классифицировать: назначению в технологическом процессе, принципу действия, конструкции, развиваемому давлению, роду перемещаемой среды. В пределах каждой классификационной группы компрессоры подразделяются по вторичным признакам.

Поршневой компрессор – компрессор объемного действия, в котором изменение объемов рабочих камер осуществляется поршнями, совершающимися прямолинейное возвратно-поступательное движение. Поршневые компрессоры были изобретены первыми, и на сегодня самые распространенные. Поршневые компрессоры, благодаря широкой линейке ассортимента и многообразным характеристикам интенсивно используются в самых разных областях деятельности человека.

Винтовой компрессор – роторный компрессор, в котором рабочая камера образуется корпусом и винтообразным ротором, имеющими различные профили зубьев. Роторно-винтовые компрессоры, они считаются объемными. В компрессорном оборудовании подобной модификации не предусмотрены клапаны, что дает возможность максимального увеличения винтовых оборотов. Потому избыточное давление воздуха способны вырабатывать механизмы, не обладающие крупными габаритами. Уровень давления достигает от 5 до 13 атмосфер, что представляет довольно неплохой показатель работы.

Роторно-пластинчатые компрессоры или центробежные. Благодаря своему устройству, они высокопроизводительны, долговечны и исключительно надежны. Подобные аппараты характеризуются малой вращательной скоростью, давление не превышает 10 атмосфер.

Мембранные — такой тип компрессоров по действию схож с поршневыми. Отличительной особенностью здесь является рабочая поверхность - это мембрана, изготовленная из материалов, выдерживающих многократный цикл возвратно-поступательных движений. Нагнетание воздуха производится здесь за

счет колебаний мембраны. Последняя, зачастую, для большей прочности изготавливается из нескольких слоев.

Наиболее распространена на объектах, где требуется высокое качество воздуха, без инородных примесей. Уступает в производительности поршневому типу компрессора.

9.3 Выбор для определенного состава потребителей

Схема сжатого воздуха высокого давления предназначена для снабжения воздухом: первоначального заполнения котла и обеспечения автоматической подкачки воздуха в котел МНУ с давлением от 4,2 до 7,0 МПа.

Производительность компрессорного оборудования должна приниматься из расчета обеспечения первоначальной зарядки гидроаккумуляторов МНУ не более чем за 4 часа. При этом допускается зарядка гидроаккумуляторов до давления 0,8 МПа от систем низкого давления.

В системе зарядки гидроаккумуляторов МНУ должен устанавливаться резервный компрессор.

Вместимость воздухохранилища (м^3) должна приниматься равной расходу воздуха на утечки в системе за 8 ч, но не менее значения минутной производительности рабочих компрессоров. Должен предусматриваться байпас для подачи воздуха в гидроаккумулятор, минуя воздухохранилище.

Схема сжатого воздуха низкого давления предназначена для снабжения воздухом:

- Система торможения гидроагрегатов;
- Ремонтного уплотнения вала гидротурбины;
- Система технических нужд.
- Система воздухообеспечения пневмогидравлической аппаратуры.

Система торможения гидроагрегатов.

В системе механического торможения гидроагрегатов устанавливается один воздухохранилище, емкость которого определяется возможностью осуществления двух циклов торможения (без учета включения компрессора) всех гидроагрегатов гидроэлектростанции, соединенных в один электрический блок. Начальное давление в воздухохранилище должно быть принято 0,7 МПа, а конечное 0,5 МПа.

Система воздухообеспечения пневмогидравлической аппаратуры.

Питание данной системы осуществляется от системы воздухообеспечения технических нужд.

Система предназначена для измерения уровня верхнего бьефа с помощью пневмогидравлических преобразователей.

Для питания аппаратуры предусмотрен отдельный воздухохранилище вместимостью обеспечивающей работу аппаратуры от 2 до 3 часов без включения компрессоров.

Система технических нужд.

Система предусматривает снабжение воздухом пневматического инструмента, необходимого при проведении ремонтных работ.

Работа пневматических инструментов предусматривается в следующих местах:

- монтажная площадка;
- ремонтно-механические и трансформаторная мастерские;
- машинный зал;
- зал вспомогательного оборудования;
- шахта турбины;
- камера рабочего колеса турбины и спиральная камера (отводы вблизи лазов);
- гребень станционной части плотины или щитовое помещение, в т.ч. при водолазных работах;
- площадка обслуживания со стороны нижнего бьефа, в т.ч. при водолазных работах;
- помещения для очистки и окраски затворов;

Используемый пневмоинструмент при проведении работ: буровые станки, перфораторы, бетоноломы, пневмодрели, пневматические молотки, бурильные молотки, шлифовальные машины, гайковерты.

Сжатый воздух также применяется для пескоструйной очистки металлоконструкций и каменных облицовок зданий, очистки подводных сооружений, при цементации, окрасочных работах.

9.3.1 Схема высокого и низкого давления проектируемой Ключевской ГЭС

Схема воздушного хозяйства 40 кгс/см².

Схема сжатого воздуха высокого давления 40 кгс/см² предназначена для снабжения воздухом котел МНУ 25/2-40 представлена на чертеже.

Выбор и расчет оборудования для системы сжатого воздуха высокого давления

Для данной системы выбран компрессор типа КП-3020/40 с техническими параметрами, предоставленными в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Номинальные данные компрессора КП-3020/40

Производительность, м ³ /мин	Конечное давление, МПа	Мощность, кВт
3,02	4,5	45

Воздухосборники в обязательном порядке оборудуются предохранительным клапаном, отрегулированным на предельное давление, превышающее рабочее давление на 10%.

Объем воздухосборника определяется по эмпирической формуле, м³:

$$V = 1,6 \cdot \sqrt{Q_m} = 1,6 \cdot \sqrt{3,02} = 2,78 \text{ м}^3, \quad (9.1)$$

где Q_m – минутная производительность компрессора, м³/мин.

Время зарядки одного гидроаккумулятора МНУ:

$$T = V_{\text{МНУ}}/Q_k = 25/3 = 8,3 \text{ мин.} \quad (9.2)$$

Время заполнения гидроаккумулятора соответствует требованиям, что время зарядки не должно превышать 4 часов.

В состав оборудования системы входят:

компрессорная станция, состоящая из 2 компрессоров типа КП-3020/40, шкафы управления и автоматики;

два воздухохранилища $V=3 \text{ м}^3$;

соединительные трубопроводы с запорной арматурой.

Для воздухообеспечения системы регулирования турбины (МНУ 25/2-40) используется компрессор КП-3020/40, воздухохранилища, запорная арматура и трубопроводы. Нормально закрытыми задвижками, обеспечивается первоначальное заполнение МНУ сжатым воздухом. Пополнение воздуха в МНУ в процессе работы осуществляется автоматически через регуляторы уровня масла РУМы.

Схема воздушного хозяйства 8 кгс/см².

На Ключевской ГЭС установлены гидрогенераторы СВ1160/180-72, для которых необходима система торможения.

Система торможения включается в себя 20 поршневых тормозов домкратов, расположенных по окружности тормозного обода генератора. Поршневые тормоза одновременно являются гидравлическими домкратами при периодическом подъеме ротора с помощью насоса высокого давления (около 10 МПа). Включение насоса производится вручную, а отключение автоматически от конечного выключателя ограничивающего высоту подъема ротора.

Объем тормозной системы гидроагрегата с числом тормозов менее 24 равен 500 литрам.

Вместимость воздухохранилища для системы торможения гидроагрегатов, соединенных в один электрический блок, должна рассчитываться на два полных цикла торможения с остаточным давлением 0,6 МПа. На Ключевской ГЭС установлен укрупненный электрический блок. Вместимость воздухохранилища равна: $V_{\text{взт}} = 8 \text{ м}^3$.

Производим проверку на остаточное давление после двух циклов торможения:

Начальное давление в воздухохранилище принимается $P_{\text{нач}} = 0,7 \text{ МПа}$.

Расход воздуха на один цикл торможения принимается равным объему тормозной системы плюс 10-20% объема от нее на случайные протечки:

$$V_{\text{рст}} = V_{\text{ст}} \cdot 1,1 = 0,5 \cdot 1,1 = 0,55 \text{ м}^3. \quad (9.2)$$

Остаточное давления после первого цикла торможения:

$$P_{\text{ост1}} = \frac{V_{\text{взт}} \cdot P_{\text{нач}}}{(V_{\text{взт}} + V_{\text{ст}})} = \frac{8 \cdot 0,7}{(8 + 0,55)} = 0,654 \text{ МПа.} \quad (9.3)$$

Остаточное давления после второго цикла торможения:

$$P_{\text{ост2}} = \frac{V_{\text{взт}} \cdot P_{\text{ост1}}}{(V_{\text{взт}} + V_{\text{ст}})} = \frac{8 \cdot 0,654}{(8 + 0,55)} = 0,611 \text{ МПа.} \quad (9.4)$$

Остаточное давление после второго цикла торможение соответствует требованию не ниже 0,6 МПа.

Выхлоп воздуха по растормаживанию гидроагрегата выполняется индивидуально для каждого из гидроагрегатов, через маслоулавливающее устройство. Отвод воздуха от маслоулавливающего устройства осуществляется в атмосферу за пределами здания ГЭС

По проведенным расчетам выбираем воздухосборники вместимостью 8 м^3 на каждый гидроагрегат. Резервирование системы торможения производится от системы воздухоснабжения пневматических инструментов или пневмогидравлической КИА. Для этой цели предусматривается подключения соответствующего воздухосборника к магистрали торможения на период ревизии основного воздухосборника торможения.

Система технических нужд.

Система предусматривает снабжение воздухом пневматического инструмента, необходимого при проведение ремонтных работ.

Необходимая производительность компрессоров при 6 агрегатах на ГЭС $5 \text{ м}^3/\text{мин}$, устанавливается компрессор ВЭК-1 30VST с техническими характеристиками предоставленными в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Номинальные данные компрессора ВЭК-1 30VST

Производительность, $\text{м}^3/\text{мин}$	Конечное давление, МПа	Мощность, кВт
5	0,8	30

Устанавливается 3 компрессора ВЭК-1 30VST, два рабочих и один резервный.

Объем воздухосборника для системы технических нужд.

$$V_{\text{тех}} = 1,6 \cdot \sqrt{Q_k} = 1,6 \cdot \sqrt{5} = 3,57 \text{ м}^3,$$

где Q_k – минутная производительность компрессора, м^3 .

Принимаем объем воздухосборников 4 м^3 . Схема низкого давления представлена на чертеже.

9.4 Требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания

Проходы в машинном зале должны обеспечивать возможность монтажа и обслуживания компрессора и электродвигателя и должны быть не менее 1,5 м, а расстояние между оборудованием и стенами зданий (до их выступающих частей) - не менее 1 м.

Полы помещения компрессорной установки выполнены из негорючего износостойчивого материала, ровными с нескользящей поверхностью, маслоустойчивыми.

Двери и окна помещения компрессорной установки должны открываться наружу.

В помещении компрессорной установки предусмотрены площадки для проведения ремонта компрессоров, вспомогательного оборудования и электрооборудования. Для выполнения ремонтных работ на компрессорной установке помещения оборудованы грузоподъемными устройствами.

В помещении компрессорной установки предусмотрены специальные места для хранения в закрытом виде обтирочных материалов, инструмента, прокладок и т.п., а также для хранения недельного запаса масла.

Помещение компрессорной установки оснащено средствами охраны, защиты, энергоснабжения, механизации и вентиляции в соответствии с требованиями нормативно-технических документов по промышленной безопасности.

Машинный зал компрессорной установки оснащен средствами оперативной, в том числе диспетчерской связи, источником питьевой воды и аптечкой первой помощи.

Все движущиеся и вращающиеся части компрессоров, электродвигателей и других механизмов ограждены.

Для уменьшения влияния вибраций, вызываемых работой компрессора, следует соблюдать следующие условия:

а) площадки между смежными фундаментами компрессоров должны быть вкладными, свободно опирающимися на фундаменты;

б) трубопроводы, присоединяемые к машине, не должны иметь жесткого крепления к конструкциям зданий; при необходимости применения таких креплений следует предусматривать соответствующие компенсирующие устройства;

в) трубопроводы, соединяющие цилиндры компрессора с оборудованием (буферные емкости, промежуточные холодильники), должны обеспечивать компенсацию деформаций.

Корпусы компрессоров, холодильников и влагомаслоотделителей должны быть заземлены. Повреждения заземляющих устройств должны устраняться немедленно. Включение компрессора без заземления запрещается.

Компрессор немедленно останавливается в следующих случаях:

а) в случаях, специально предусмотренных в инструкции организации-изготовителя;

- б) если манометры на любой ступени компрессора, а также на нагнетательной линии показывают давление выше допустимого;
- в) если манометр системы смазки механизма движения показывает давление ниже допустимого нижнего предела;
- г) при внезапном прекращении подачи охлаждающей воды или другой аварийной неисправности системы охлаждения;
- д) если слышны стуки, удары в компрессоре или двигателе или обнаружены их неисправности, которые могут привести к аварии;
- е) если температура сжатого воздуха выше предельно допустимой нормы, установленной паспортом организации-изготовителя;
- ж) при пожаре;
- з) при появлении запаха гари или дыма из компрессора или электродвигателя;
- и) при заметном увеличении вибрации компрессора, электродвигателя и других узлов.

Требования к воздухопроводам:

Устройство, изготовление, монтаж, испытание и приемка трубопроводов производится в соответствии с действующими СНиП, "Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных установок, воздухопроводов и газопроводов" и настоящей инструкцией. Трубопроводы, составляющие неотъемлемую часть аппаратов, принимаются в эксплуатацию в соответствии с "Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением".

В качестве прокладочных материалов для соединений трубопроводов должны применяться материалы, устойчивые к воздействию влаги, масла, а также температуры не менее чем на 50°C выше температуры воздуха в трубопроводе.

Устройство наружных нагнетательных воздухопроводов должно исключать возможность их внутреннего обмерзания.

Должна быть предусмотрена возможность свободного температурного расширения трубопровода, предотвращающая его деформацию, а также возникновение дополнительных усилий на соединенные с ним машины или аппаратуру.

Трубопровод, проложенный вблизи теплоизлучающих аппаратов, должен быть теплоизолирован.

Прокладка воздухопроводов должна производиться на расстоянии не менее 0,5 м от электрокабелей, электроприводов и электрооборудования.

Воздухопроводы должны укладываться с уклоном 0,003 в сторону линейных влагоотделителей. Должно быть обеспечено отсутствие мертвых зон, где может скапливаться конденсат или масло.

На отдельных участках трубопроводов, где возможно скопление воды и масла, должны устанавливаться линейные водоотделители с автоматической или ручной продувкой. Приспособления для продувки должны быть доступны для обслуживания.

Все устройства для удаления собирающегося в воздухопроводе масла и воды должны быть в полной исправности и регулярно проверяться обслуживающим персоналом.

В случае замерзания этих устройств, отогревание их разрешается производить горячей водой, паром или горячим воздухом. Применение для этой цели открытого огня запрещается.

На воздухопроводах не допускается наличие отводов и заглушённых штуцеров, способствующих скоплению и самовоспламенению масляных отложений.

Арматура, устанавливаемая на трубопроводах, должна быть доступна для удобного и безопасного обслуживания и ремонта.

Вентили, задвижки, клапаны должны быть исправны и обеспечивать возможность быстрого и надежного прекращения доступа воздуха. Арматура должна быть пронумерована и иметь ясно видимые стрелки, указывающие направление вращения маховиков, и обозначения "открыто", "закрыто".

На всех воздухопроводах должны быть нанесены стрелки, указывающие направление движения рабочей среды.

Техническое освидетельствование трубопроводов должно производиться администрацией предприятия в следующие сроки:

наружный осмотр открытых трубопроводов, находящихся под рабочим давлением, не реже одного раза в год;

гидравлическое испытание трубопроводов на прочность и плотность производится давлением 1,25 рабочего, но не менее 2 кгс/см²:

- а) перед пуском в эксплуатацию;
- б) после ремонта, связанного со сваркой стыков;
- в) также при пуске воздухопроводов в работу после нахождения их в консервации более одного года.

Пробное давление при гидравлическом испытании должно выдерживаться в течение 5 минут, после чего давление снижается до рабочего.

При рабочем давлении производится осмотр трубопровода.

Результаты испытания считаются удовлетворительными, если во время испытания не произошло падения давления по манометру, а в сварных швах, трубах, корпусах, арматуре не обнаружено признаков разрыва, течи и запотевания.

При минусовых температурах наружного воздуха гидравлические испытания производятся горячей водой с немедленным сливом ее после испытания.

Записи о произведенных очистке воздухопроводов, осмотре, текущем ремонте, а также результаты гидравлического испытания трубопроводов должны заноситься в журнал ремонтов компрессорной установки и с одновременным составлением акта установленной формы.

Во время ремонта трубопроводов ремонтируемая часть должна отсоединяться от сети с обеих сторон, и очищаться от скопившихся осадков масла.

Воздухосборник (ресиверы):

Для сглаживания пульсаций давлений сжатого воздуха или газа в компрессорной установке следует предусматривать воздухосборники или газосборники (буферные емкости).

Воздухосборник следует устанавливать на фундамент вне здания компрессорной установки и ограждать.

Фундамент воздухосборника должен выдерживать массу воздухосборника заполненного водой при гидравлических испытаниях.

Расстояние между воздухосборниками должно быть не менее 1,5 м, а между воздухосборником и стеной здания - не менее 1,0 м.

Ограждение воздухосборника должно находиться на расстоянии не менее 2 м от воздухосборника в сторону проезда или прохода.

Допускается в обоснованных случаях присоединение к одному воздухосборнику нескольких компрессоров с установкой на нагнетательных линиях обратных клапанов и запорной арматуры. Перед запорной арматурой на нагнетательных линиях следует устанавливать предохранительные клапаны.

Для проведения периодических осмотров и ремонтов воздухосборников необходимо предусматривать возможность отключения от сети каждого из них.

9.5 Контроль состояния и система защит

В пневмохозяйстве осуществляется контроль над такими параметрами как:

- Давление в воздухосборниках, магистральных воздухопроводах, на каждой ступени сжатия, масла, технической охлаждающей воды на входе.

- Температура после каждой ступени сжатия компрессора, лубрикатора в картере компрессора.

- Расход масла лубрикатора и технической охлаждающей воды.

- Напряжение на электродвигателе компрессора, в цепях автоматики.

Контроль состояния осуществляется с помощью электроконтактных манометров, термометров манометрический, термоэлектрические преобразователи ТХК.

Контроль состояния компрессорной установки 40кгс/см²

На щитах приборов каждого компрессора, расположенных рядом со шкафами управления соответствующих компрессоров установлены следующие контрольно-измерительные приборы:

- три электроконтактных манометра, контролирующих давление воздуха по ступеням и масла в картере компрессора;

- один электроконтактный термометр, контролирующий температуру масла.

Датчик температуры масла обеспечивает автоматическую остановку при повышении температуры масла выше допустимых пределов.

На щите приборов компрессорной станции, электроконтактные манометры:

- включение рабочего компрессора при $P=38,5 \text{ кгс/см}^2$ и его отключение при $P=40,0 \text{ кгс/см}^2$ технический воздух МНУ-25/2-40;
- включение резервного компрессора при $P=38 \text{ кгс/см}^2$ и его отключение при $P=40,0 \text{ кгс/см}^2$ технический воздух МНУ-25/2-40;
- сигнализация ненормального давления в магистрали технический воздух МНУ-25/2-40 $P=37,5 \text{ кгс/см}^2$, $P=41 \text{ кгс/см}^2$;
- включение компрессора в автоматическом режиме $P=38,5 \text{ кгс/см}^2$, $P=40,0 \text{ кгс/см}^2$;
- включение рабочего компрессора при $P=38,5 \text{ кгс/см}^2$ и его отключение при $P=40,0 \text{ кгс/см}^2$ технический воздух ресиверов СК;
- ЭКМ контроля давления в магистрали 40 кгс/см^2 ресиверов СК, уставка ненормального давления $41,5 \text{ кгс/см}^2$.

Контроль состояния компрессорной установки 8 кгс/см^2

- манометрические термометры, осуществляющие контроль температуры воздуха 1,2 ступеней;
- ЭКМ - электроконтактный манометр контроля давления масла;
- манометры, показывающие давление воздуха в 1,2 ступенях.

На щите манометров компрессорной станции установлены электроконтактные манометры автоматики управления со следующими уставками:

- включение рабочего компрессора при $P=6,5 \text{ кгс/см}^2$ и его отключение при $P=8,0 \text{ кгс/см}^2$,
- включение резервного компрессора при $P=6,0 \text{ кгс/см}^2$ и его отключение при $P=8,0 \text{ кгс/см}^2$,
- сигнализация аварийного понижения давления воздуха при $P=5,5 \text{ кгс/см}^2$ и повышения давления при $P=8,5 \text{ кгс/см}^2$.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте рассчитаны и определены основные элементы и параметры Ключевской ГЭС на реке Томь, являющимся сооружением I класса.

На первом этапе на основе гидрологических данных были определены значения максимальных расчетных расходов для основного обеспеченностью 0,1%, поверочного 0,01% обеспеченности: $Q_{0,1\%} = 6194 \text{ м}^3/\text{с}$, $Q_{0,01\%} = 7242 \text{ м}^3/\text{с}$.

В ходе водно-энергетических расчетов на основе исходных данных по энергосистеме и гидрологии была выбрана установленная мощность Ключевской ГЭС, а также определена зона ее работы в суточных графиках нагрузки для зимы и лета. Установленная мощность составила 513 МВт. Определен уровень мертвого объема, отметка которого равна 179,23 м. Полезный объем составляет 9,8 км³. Произведена оценка среднемноголетней выработки электроэнергии, которая составила 2,3 млрд. кВт·ч.

На третьем этапе было определено оптимальное число и тип гидроагрегатов электростанции. Для этого была построена область допустимых режимов работы (режимное поле по напору и расходу), на которой определены следующие напоры:

максимальный	$H_{\max} = 39,8 \text{ м};$
расчетный	$H_{\text{расч}} = 22,7 \text{ м};$
минимальный	$H_{\min} = 20,0 \text{ м}.$

Максимальный расход через все агрегаты ГЭС Q_{\max} , соответствующий расчетному напору, составляет 1512 м³/с.

При выборе турбин рассматривалось два варианта ПЛ 40а-В и ПЛ40б-В с разными диаметрами. По результатам расчетов был определен оптимальный вариант с шестью гидроагрегатами, с диаметром рабочих колес 8,0 м (ПЛ40а-В-800).

По справочным данным для выбранной поворотно-лопастной турбины с синхронной частотой вращения 83,3 об/мин был подобран серийный гидрогенератор СВ-1160/180-72 с номинальной активной мощностью 103,5 МВт.

Далее была выбрана структурная схема ГЭС с укрупненными блоками и принята схема распределительного устройства ОРУ-220кВ – «две рабочие системы сборных шин с обходной». По справочным данным и каталогам было выбрано следующее высоковольтное оборудование: блочные трансформаторы ТДЦ-225000/220, трансформаторы собственных нужд ТСЗ-2500/13,8, для ВЛЭП – сталеалюминевые провода марки АС 240/39.

После выбора основного электрооборудования был рассмотрен обязательный перечень устройств релейной защиты и автоматики в соответствии с ПУЭ, а также рассчитаны уставки основных защит генератора.

Компоновка гидроузла была принята приплотинной. Водосливная и глухая плотина приняты бетонными. Здание ГЭС – приплотинного типа.

В состав сооружений входят:

- водосбросная бетонная плотина с поверхностным водосливом практического профиля – 54 м;
- станционная бетонная плотина – 223 м;
- глухая правобережная и левобережная бетонные плотины;
- здание ГЭС приплотинного типа.

На данном этапе расчетным путем определены габаритные размеры и характерные отметки плотины:

- отметка гребня водослива – 174 м;
- отметка гребня бычка – 190 м;
- отметка подошвы плотины – 136 м;
- ширина подошвы плотины по основанию – 36 м;
- количество водосливных отверстий – 5;
- ширина водосливных отверстий – 16 м;
- ширина сооружения по гребню – 12,2 м;
- высота сооружения – 54 м;
- толщина бычка – 3 м;
- протяженность бетонной плотины в створе – 514,5 м.

В качестве гасителя энергии потока был выбран отлёт струи:

- отметка носка – 154 м;
- угол отлёта струи – 30°;
- дальность отброса струи – 84,73 м.

Для уменьшения величины противодавления устроена цементационная завеса на глубину 20 метр относительно подошвы сооружения и дренаж на глубину 10 метров относительно подошвы сооружения.

Во избежание недопустимо больших напряжений, появляющихся при неравномерных осадках основания и при температурных деформациях, в различных частях тела бетонной плотины, она разделена на секции (шириной 9,5 метров) постоянными температурно-осадочными швами.

Также в этом разделе произведена оценка прочности и устойчивости плотины при основном и особом сочетаниях нагрузок. В результате расчетов коэффициент надежности сооружения составляет 1,37 (нормативное значение для сооружений I класса – 1,25). Таким образом, плотина Ключевского гидроузла отвечает требованиям надежности. При расчете плотины на прочность сжимающие напряжения не превышают критических значений, растягивающие напряжения отсутствуют. Плотина отвечает всем требованиям, предусмотренными СНиП.

В соответствии с действующим законодательством рассмотрены мероприятия организации безопасности ГТС. Также перечислены мероприятия по охране окружающей среды в период возведения и эксплуатации гидроузла.

По технико-экономическим расчетам получены следующие показатели:

- срок окупаемости – 6 лет 9 месяцев;
- удельная себестоимость производства электроэнергии – 0,14 руб/кВт·ч.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Затеева, Е. Ю. Выбор параметров ГЭС: учебно-методическое пособие к курсовому и дипломному проектированию гидротехнических объектов / А. Ю. Александровский, Е. Ю. Затеева, Б. И. Силаев. – Саяногорск: СШФ КГТУ, 2008. – 114 с.
2. Затеева, Е. Ю. Использование водной энергии: методические указания по выполнению курсового и дипломного проектов / Е. Ю. Затеева. – Саяногорск: СШФ СФУ, 2012. – 11 с.
3. Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ СИБИРИ. [Электронный ресурс] // ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы» – Режим доступа: <http://so-ups.ru/>
4. Каталог «Гидрогенераторы» [Электронный ресурс] // Научно-производственное объединение ОАО «ЭЛСИБ». – Режим доступа: <http://www.elsib.ru/>.
5. Щавелев, Д. С. Гидроэнергетическое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций: справочное пособие: в 2 т. / Под ред. Ю. С. Васильева, Д. С. Щавелева. – Т. 2. Вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. / М. И. Гальперин, И. Н. Лукин [и др.] – Москва: Энергоатомиздат, 1990. – 336 с.
6. Усов, С.В. Электрическая часть электростанций. / Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. – Энергоатомиздат 2-е издание, 1987. – 617с.
7. Васильев, Ю. С. Проектирование зданий гидроэлектростанций (строительная часть): учебное пособие / Ю. С. Васильев, Г. А. Претро. – Ленинград: ЛГТУ, 1991. – 80 с.
8. Типовые строительные конструкции, изделия и узлы серия 1.424.3 – Строительные колонны одноэтажных производственных зданий, оборудованных мостовыми опорными кранами [Электронный ресурс]: введ: 01.05.1985 // Справочная проектировщика «DWG». – Режим доступа: <http://www.dwg.ru>.
9. Куценов, Д. А. Электрическая часть гидроэлектростанций: проектирование: учебное пособие для вузов / Д. А. Куценов, И. Ю. Погоняйченко. – Красноярск : СФУ, 2007. – 232 с.
10. СТО 24.3182. Электроэнергетические системы. Определение предварительных технических решений по выдаче мощности электростанций. Условия создания объекта. – Введ. 06.12.2007 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2007 – 20 с.
11. Каталог «Трансформаторы стационарные силовые масляные трехфазные двухобмоточные общего назначения класса напряжения 220кВ» [Электронный ресурс] // ООО «Тольяттинский трансформатор». – Режим доступа: <http://www.transformator.com>
12. Каталог трансформаторов «СВЭЛ» [Электронный ресурс] // «СВЭЛ». – Режим доступа: <http://www.svel.ru>

13. Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей: учебное пособие для вузов / Д. Л. Файбисович. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2012. – 314 с.
14. Толстихина Л. В. Параметры электрооборудования и режимы энергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л. В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. - 180 с.
15. Каталог «Генераторные выключатели и трансформаторы тока» [Электронный ресурс] // ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/>
16. Правила устройства электроустановок : изд. 7. – Москва : ДЕАН, 2013. – 706 с.
17. Каталог «Ограничители перенапряжений 6 - 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Полимер Аппарат». – Режим доступа : <http://polymer-apparat.ru>.
18. Каталог «Оборудование воздушных линий 220 кВ» [Электронный ресурс] // «Конденсатор». – Режим доступа : <http://www.kondensator.su>.
19. СТО 17330282.27.140.020-2008 Системы питания собственных нужд ГЭС Условия создания нормы и требования. – Введ. 30.07.2008. – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008. – 24 с.
20. Техническая политика ОАО «РусГидро» – 2011. [Электронный ресурс] // Открытое акционерное общество «Федеральная гидрогенерирующая компания – РусГидро». – Режим доступа : <http://www.rushydro.ru/>
21. СП 58.13330.2012 Гидротехнические сооружения. Основные положения. Актуализированная редакция СНиП 33-01-2003. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2012. – 40 с.
22. СП 38.13330.2012 Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов). Актуализированная редакция СНиП 2.06.04-82*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 112 с.
23. СП 39.13330.2012 Плотины из грунтовых материалов. Актуализированная редакция СНиП 2.06.05-84*. – Введ. 01.01.2013 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 80 с.
24. Чугаев, Р.Р. Гидравлика/ Р.Р.Чугаев. – Ленинград: Энергоиздат, 1982. – 672с.
25. Большаков, В. А. Справочник по гидравлике : учебное пособие для вузов / В. А. Большаков, Ю. М. Константинов, В. Н. Попов, В. Ю. Даденков. – Киев : Головное издательство издательского объединения «Вища школа», 1977. – 280 с.
26. Киселёв П.Г. Справочник по гидравлическим расчётам. Под редакцией П.Г. Киселёва. Изд. 4-е, перераб. И доп. М., «Энергия», 1972. 312 с. С ил.
27. СП 41.13330.2012 Бетонные и железобетонные конструкции гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.06.08-87. – Введ. 01.01.2013 – Москва: ОАО ЦПП, 2012. – 69 с.

28. СП 23.13330.2011 Основания гидротехнических сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.02-85. – Введ. 20.05.2011 – Москва : ОАО ЦПП, 2011. – 111 с.

29. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике. – Введ. 07.02.2000 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2010 – 58 с.

30. Методические рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов и бизнес-планов в электроэнергетике на стадии предТЭО и ТЭО. – Введ. 31.03.2008 – Москва : ОАО РАО «ЕЭС России», 2008 – 58 с.

31. РД 34.35.512 Инструкция по эксплуатации оперативных блокировок безопасности в распределительных устройствах высокого напряжения– Введ. 05.10.1979 – Москва – 53 с.

32. СТО РусГидро 01.01.78-2012 Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования. – Введ. 27.12.2002 – Москва – 296 с.

33. Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов (ПБ 03.581-03). – Введ. 13.01.2015 – Москва – 30 с.

34. Кузнецов Ю.В., Кузнецов М.Ю. Сжатый воздух. Изд. 2-е, УрО РАН, г. Екатеринбург – 511 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Исходные данные. Водно-энергетический расчет

Таблица А.1 – Гидрологический ряд среднемесячных расходов воды р. Томь в створе Ключевской ГЭС за период 1933-1982 гг.

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Q _{ср.}
1933	187	162	143	1215	1815	1130	1005	985	875	540	179	196	703
1934	180	151	145	295	2370	2165	1245	1135	930	875	345	230	839
1935	207	179	167	527	3710	1965	1075	908	570	440	245	220	851
1936	165	145	125	420	2635	3175	2750	1256	1045	655	435	287	1091
1937	265	210	187	429	4715	3036	1907	1205	775	770	562	285	1196
1938	229	207	179	1913	2780	2865	2415	1760	1245	1030	705	298	1302
1939	310	255	218	1545	3135	1865	1729	1065	606	511	245	220	975
1940	205	135	165	1415	2130	1835	1265	905	810	595	295	318	839
1941	251	225	205	870	4515	3156	1860	1210	917	815	410	275	1226
1942	275	225	205	855	3075	2135	1960	1465	755	917	477	355	1058
1943	225	205	170	1355	2255	2175	1325	790	570	415	185	162	819
1944	148	125	165	1275	1745	1915	1575	1151	770	625	228	166	824
1945	160	145	105	1135	2175	1125	745	805	465	362	225	195	637
1946	175	155	145	1225	1955	2665	1745	1429	1665	1455	665	380	1138
1947	355	290	260	2315	1955	2310	1995	1718	1110	703	285	310	1134
1948	262	225	280	1705	2865	2125	1835	1066	735	725	401	265	1041
1949	255	225	180	1475	3015	2165	1675	955	751	615	235	242	982
1950	210	185	186	495	3855	3285	1285	985	817	570	215	217	1025
1951	165	155	126	1305	2185	1355	945	700	465	410	225	200	686
1952	162	145	135	660	3073	2585	1925	1320	765	570	245	225	984
1953	205	165	195	1545	2125	1835	927	755	505	425	225	179	757
1954	170	155	135	295	3115	2815	2775	1195	1025	620	503	281	1090
1955	195	160	150	1305	2755	1615	825	675	615	660	315	226	791
1956	140	125	124	1435	1795	2085	1885	1045	1155	725	555	225	941
1957	205	155	153	1685	2325	3355	1935	1405	1045	865	815	351	1191

Продолжение приложения А

Окончание таблицы А.1

Годы	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII	Qcp.
1958	229	205	204	2025	3225	3755	3555	1976	1125	905	595	299	1508
1959	190	185	185	1785	2835	2705	1870	1075	785	500	285	226	1052
1960	185	175	170	755	3085	2865	2495	1555	1255	745	505	350	1178
1961	270	245	240	2775	2215	2905	1985	1630	1275	906	445	365	1271
1962	275	245	245	2165	2260	2035	955	755	515	465	225	205	862
1963	175	173	315	775	1895	2315	1220	835	660	555	725	318	830
1964	245	155	145	515	2845	1945	1485	955	595	415	265	205	814
1965	190	165	169	1335	3085	1605	1000	590	915	725	385	293	871
1966	215	205	185	1285	4285	3535	2315	1145	655	435	255	205	1227
1967	165	145	155	995	1665	1415	1285	1885	1095	695	325	210	836
1968	155	125	390	1785	2305	1600	875	695	525	435	225	200	776
1969	145	115	125	1295	5055	4230	2285	1255	1155	1185	575	296	1476
1970	225	195	215	2175	2295	3225	1810	1315	1015	945	425	295	1178
1971	204	186	190	2051	2850	2407	1985	981	656	457	258	172	1033
1972	161	141	141	1835	2490	1989	1657	1059	775	644	474	292	972
1973	220	186	183	2219	2852	2847	2445	1288	786	576	354	232	1182
1974	171	139	159	1832	1796	1495	819	573	542	843	289	187	737
1975	159	140	140	1435	2020	3218	1793	877	565	633	338	167	957
1976	170	121	136	1106	2472	1864	1315	1430	763	929	359	221	907
1977	189	160	168	2370	2813	2292	1284	1154	906	809	553	217	1076
1978	185	175	195	2265	2005	1635	1165	1118	690	551	385	206	881
1979	205	185	185	805	3085	2605	1395	865	925	685	665	345	996
1980	220	175	185	1105	1865	2015	1395	955	725	515	375	275	817
1981	175	160	150	1385	1825	1435	1215	735	645	545	285	195	729
1982	155	160	150	1550	1650	1665	845	865	515	555	465	165	728
Ср.мес	204	175	179	1366	2657	2327	1621	1109	821	671	385	249	980

Продолжение приложения А

Таблица А.2 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (не выполняется)

Месяц	Qбыт, м³/с	Q Фил, м³/с	Qхол. сб, м³/с	Qвод, м³/с	Qгэс, м³/с	Qвхк, м³/с	Qнб, м³/с	V, км³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zср, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгаран, МВт
								Vнач	ΔV	Vкон							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
XI	285	2	0	172	457	410	459	26,70	0,45	26,25	184	183,87	183,93	144,65	38,83	150	150
XII	195	2	0	878	1073	410	1075	26,25	2,35	23,90	183,87	183,13	183,50	149,97	33,08	300	300
I	175	2	0	940	1115	410	1117	23,90	2,52	21,38	183,13	182,07	182,60	150,31	31,84	300	300
II	160	2	0	328	488	410	490	21,38	0,79	20,59	182,07	181,66	181,87	144,95	36,46	150	150
III	150	2	0	258	408	410	410	20,59	0,69	19,90	181,66	181,27	181,47	144,17	36,85	127	по ВХК
IV	1385	2	0	-737	648	650	650	19,90	-1,91	21,81	181,27	182,28	181,77	146,42	34,90	191	по ВХК
V	1825	2	0	-1177	648	650	650	21,81	-3,15	24,96	182,28	183,48	182,88	146,42	36,01	197	по ВХК
VI	1435	2	0	-787	648	650	650	24,96	-2,04	27,00	183,48	184,08	183,78	146,42	36,91	202	по ВХК
VII	1215	2	0	-567	648	650	650	27,00	-1,52	28,52	184,08	184,52	184,30	146,42	37,43	205	по ВХК
VIII	735	2	0	-87	648	650	650	28,52	-0,23	28,75	184,52	184,59	184,56	146,42	37,69	207	по ВХК
IX	644	2	0	-236	408	410	410	28,75	-0,61	29,37	184,59	184,78	184,69	144,17	40,06	138	по ВХК
X	544	2	0	-136	408	410	410	29,37	-0,36	29,73	184,78	184,90	184,84	144,17	40,22	139	по ВХК

Продолжение приложения А

Таблица А.3 – Режим работы проектируемой ГЭС в маловодном году (выполняется)

Месяц	Qбыт, м³/с	Q фил, м³/с	Qхол. сб, м³/с	Qвод, м³/с	Qгэс, м³/с	Qвхк, м³/с	Qнб, м³/с	V, км³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zср, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт
								Vнач	ΔV	Vкон							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
XI	285	2	0	369	654	410	656	26,70	0,96	25,74	184	183,72	183,86	146,47	36,94	205	205
XII	195	2	0	1189	1384	410	1386	25,74	3,18	22,56	183,72	182,61	183,16	152,39	30,32	355	355
I	175	2	0	1326	1501	410	1503	22,56	3,55	19,01	182,61	180,72	181,66	153,26	27,96	355	355
II	160	2	0	585	745	410	747	19,01	1,42	17,59	180,72	179,75	180,23	147,26	32,52	205	205
III	150	2	0	258	408	410	410	17,59	0,69	16,90	179,75	179,23	179,49	144,17	34,87	120	по ВХК
IV	1385	2	0	-737	648	650	650	16,90	-1,91	18,81	179,23	180,59	179,91	146,42	33,04	181	по ВХК
V	1825	2	0	-1177	648	650	650	18,81	-3,15	21,96	180,59	182,35	181,47	146,42	34,60	190	по ВХК
VI	1435	2	0	-787	648	650	650	21,96	-2,04	24,00	182,35	183,16	182,75	146,42	35,89	197	по ВХК
VII	1215	2	0	-567	648	650	650	24,00	-1,52	25,52	183,16	183,65	183,41	146,42	36,54	201	по ВХК
VIII	735	2	0	-87	648	650	650	25,52	-0,23	25,76	183,65	183,72	183,69	146,42	36,82	202	по ВХК
IX	644	2	0	-236	408	410	410	25,76	-0,61	26,37	183,72	183,90	183,81	144,17	39,19	136	по ВХК
X	544	2	0	-136	408	410	410	26,37	-0,36	26,73	183,90	184,00	183,95	144,17	39,33	136	по ВХК

Окончание приложения А

Таблица А.4 – Режим работы, проектируемой ГЭС в средневодном году

Месяц	Qбыт, м³/с	Q фил, м³/с	Qхол сб, м³/с	Qвод, м³/с	Qгэс, м³/с	Qвхк , м³/с	Qнб, м³/с	V, км³			Zвб нач, м	Zвб кон, м	Zср, м	Zнб, м	H, м	Nгэс, МВт	Nгар, МВт	Э, млн. МВт·ч
								Vнач	ΔV	Vкон								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
XI	374	2	0	279	653	410	655	26,70	0,72	25,98	184	183,79	183,89	146,46	36,98	205	205	147
XII	292	2	0	1085	1377	410	1379	25,98	2,91	23,07	183,79	182,82	183,30	152,34	30,51	356	356	265
I	211	2	0	1266	1477	410	1479	23,07	3,39	19,68	182,82	181,14	181,98	153,08	28,44	356	356	265
II	191	2	0	538	729	410	731	19,68	1,30	18,38	181,14	180,30	180,72	147,12	33,15	205	205	138
III	161	2	0	553	714	410	716	18,38	1,48	16,90	180,30	179,23	179,76	147,00	32,32	195	195	145
IV	1837	2	0	-1085	752	650	754	16,90	-2,81	19,71	179,23	181,16	180,19	147,32	32,42	206	206	149
V	2492	2	0	-1025	1467	650	1469	19,71	-2,75	22,45	181,16	182,56	181,86	153,01	28,40	353	353	263
VI	1991	2	0	-740	1251	650	1253	22,45	-1,92	24,37	182,56	183,29	182,93	151,38	31,10	330	330	237
VII	1659	2	0	-540	1119	650	1121	24,37	-1,45	25,82	183,29	183,74	183,52	150,34	32,73	310	310	231
VIII	1060	2	0	-87	973	650	975	25,82	-0,23	26,05	183,74	183,81	183,78	149,16	34,16	282	282	209
IX	754	2	0	-200	554	410	556	26,05	-0,52	26,57	183,81	183,96	183,88	145,57	37,86	178	178	128
X	643	2	0	-60	583	410	585	26,57	-0,16	26,73	183,96	184,00	183,98	145,84	37,69	186	186	138
																Сумма Э = 2,32 млрд МВт·ч		

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Главные универсальные характеристики для турбины ПЛ40а-В

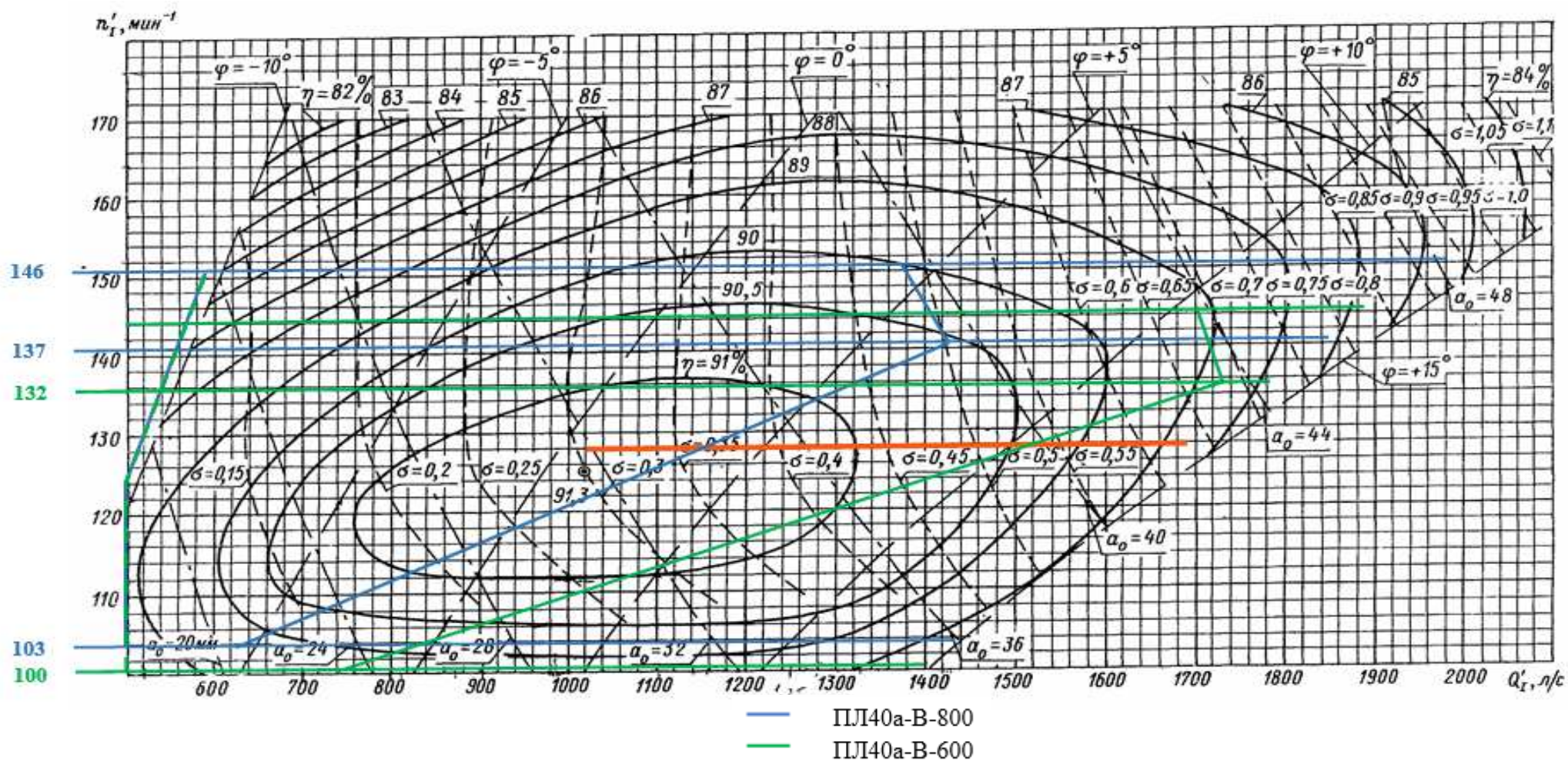


Рисунок Б.1 – Главная универсальная характеристика

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Уставки защит

Таблица В.1 – Уставки

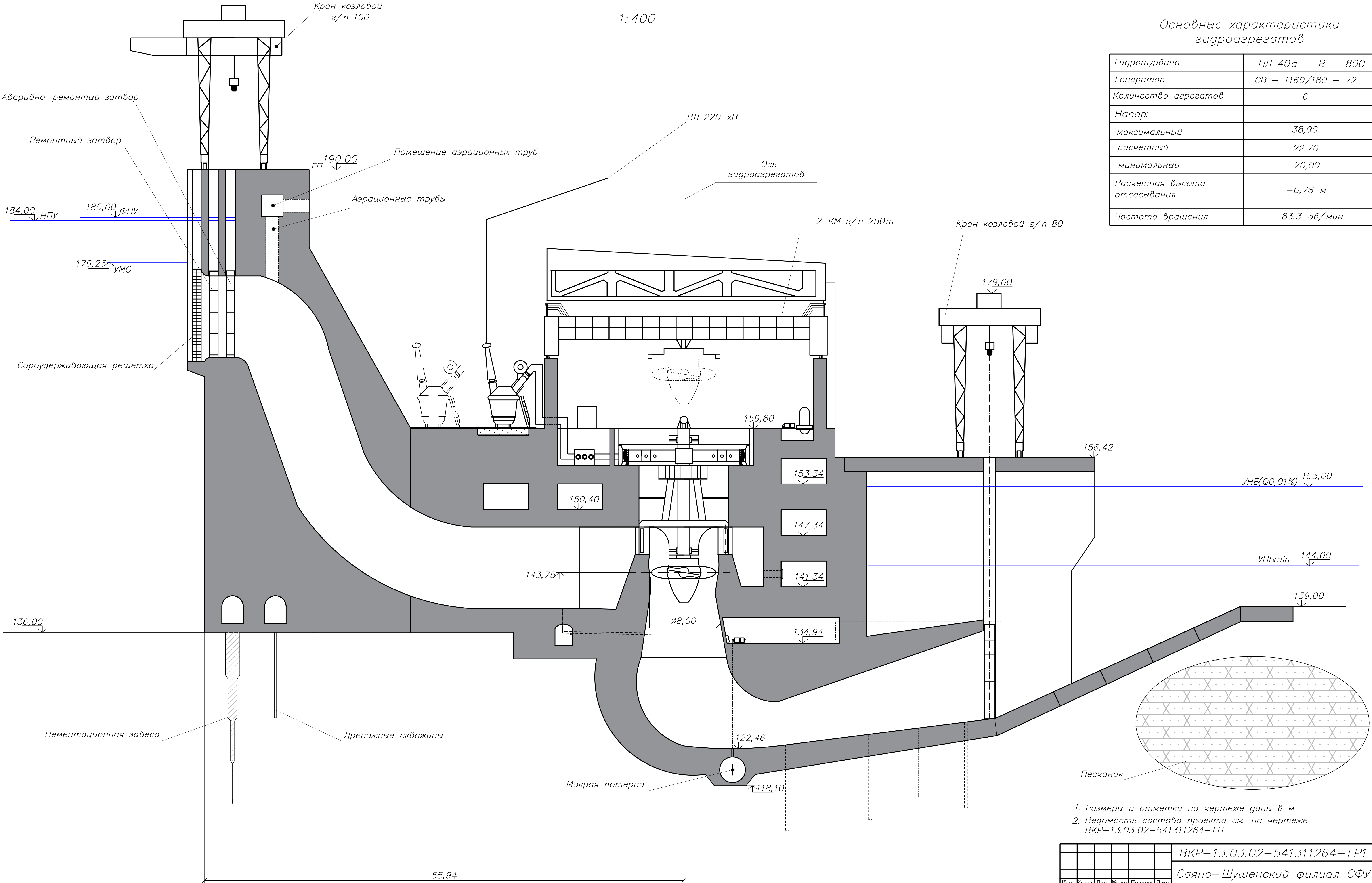
Защиты			Уставки		
наименование	обозначение		наименование	относительные единицы	именованные единицы
Диф. защита продольная	$I\Delta G$		Ток срабатывания, $I_{ср.0}$	$0,16 \cdot I_H$	0,576 А
			Коэффициент торможения, K_T	0,3	-
			Уставка начального торможения, I_{HT}	$0,53 \cdot I_H$	1,908 А
			Тормозной ток, В	$1,5 \cdot I_H$	5,4 А
Защита от замыканий на землю обмотки статора генератора	U_0	t_1	U_{01G}	-	5 В
		t_2	U_{02G}	-	10 В
		t_3	U_{0G}	-	15 В
	U_{03}	t	Коэффициент торможения, K_T	1,2	-
			Уставка срабатывания	-	0,2В
Защита от повышения напряжения	$U >$	1 ступень	$U_{ср1}$	$1,4U_H$	140 В
		2 ступень	$U_{ср2}$	$1,2U_H$	120 В
Защита обратной последовательности от несимметричных к.з. и перегрузок	I_2	СО	$I_{2сигн}$	$0,07 \cdot I_H$	0,252 А
		ПО	$I_{2пуск}$	$0,17 \cdot I_H$	0,612 А
		ОТС I	$I_{2с.з.}$	$1,44 \cdot I_H$	5,184 А
Защита от симметричных к.з. и перегрузок	I_1	СО	$I_{сигн}$	$1,07 \cdot I_H$	3,852 А
		ПО	$I_{1пуск}$	$1,1 \cdot I_H$	3,96 А
		ОТС	$I_{1отс}$	$1,224 \cdot I_{ном}$	4,406 А
			$U_{ср}$	-	66,02 В
Дистанционная защита	$Z <$	1 ступень	Z_I	0,1	0,184 Ом
		2 ступень	Z_{II}	0,38	0,699 Ом
Защита ротора от перегрузки	I_p	СО	$I_p \text{ сигн.}$	$1,07 \cdot I_{ном.р}$	4,637 А
		ПО	$I_p \text{ пуск.}$	$1,12 \cdot I_{ном.р}$	4,853 А
		Отсечка	$I_p \text{ пуск.}$	$2,19 \cdot I_{ном.р}$	9,490 А

Поперечный разрез здания ГЭС

1: 400

Основные характеристики гидроагрегатов

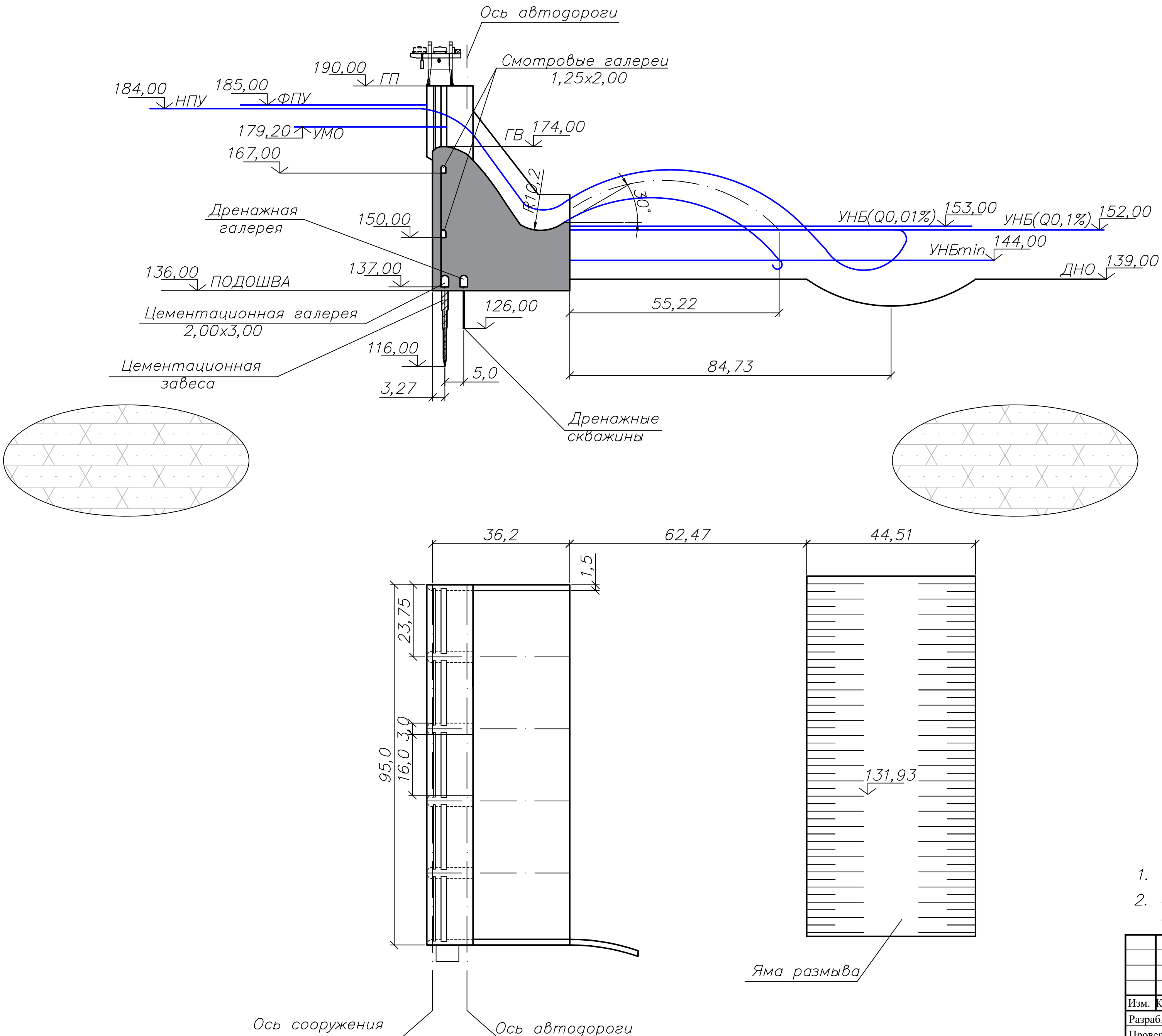
Гидротурбина	ПЛ 40а – В – 800
Генератор	СВ – 1160/180 – 72
Количество агрегатов	6
Напор:	
максимальный	38,90
расчетный	22,70
минимальный	20,00
Расчетная высота отсасывания	–0,78 м
Частота вращения	83,3 об/мин



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже
ВКР–13.03.02–541311264–ГП

ВКР–13.03.02–541311264–ГР1					
Саяно– Шушенский филиал СФУ					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
Разраб.	Погобова				
Провер.	Масленников				
Т.контр.	Татарников				
Н.контр.	Полежаева				
Утв.	Татарников				
Проектирование Ключевской ГЭС на реке Томь.				Стадия	Лист
Разрез по стационной части гидроузла. Основные характеристики ГА				1	1
				Кафедра ГГЭСС, 2017 г	

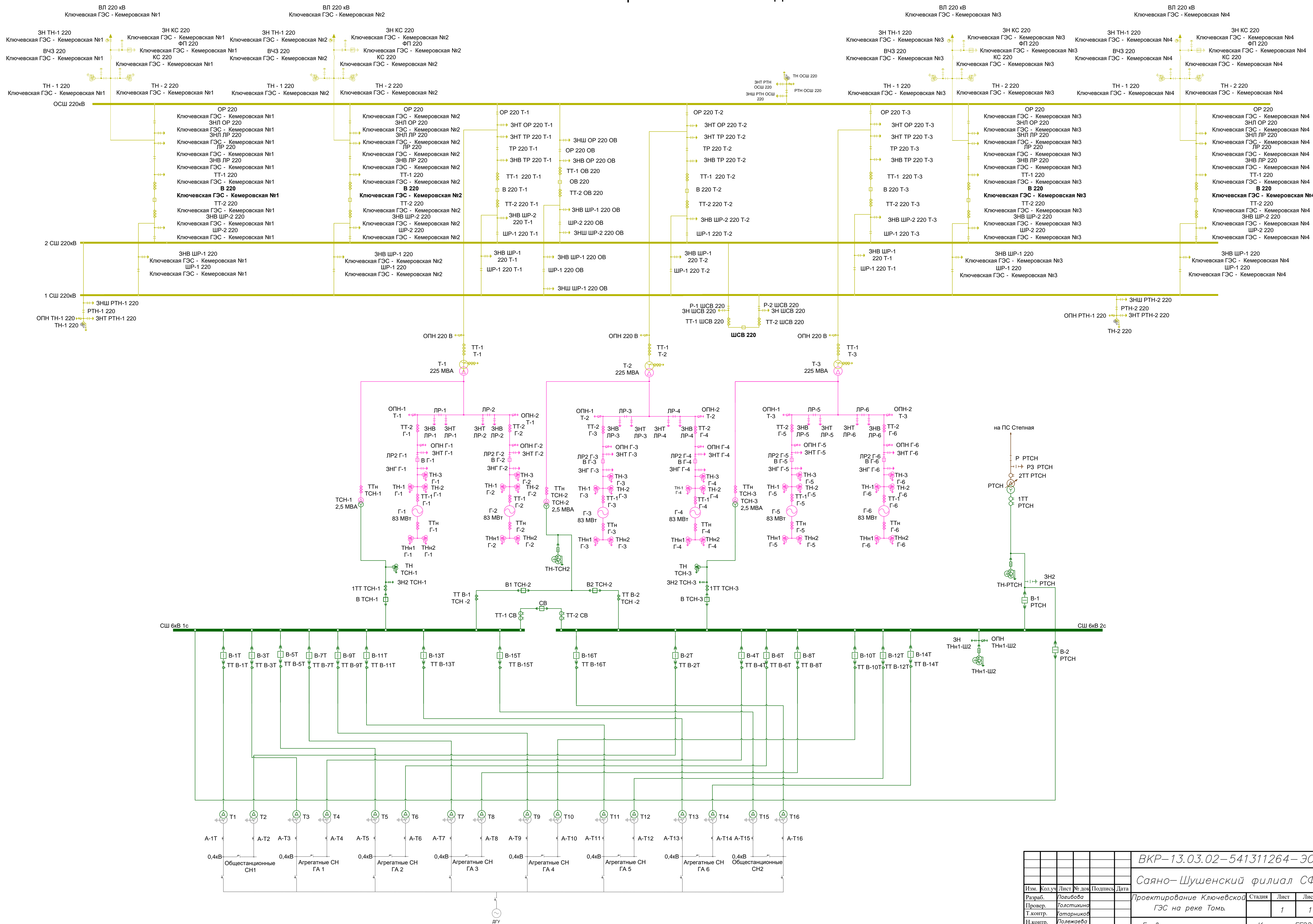
Поперечный разрез по водосливной плотине
1:800



1. Размеры и отметки на чертеже даны в м.
2. Ведомость состава проекта см. на чертеже ВКР-13.03.02-541311264-ГП

						ВКР-13.03.02-541311264-ГР2		
						Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подпись	Дата	Проектирование Ключевской ГЭС на реке Томь	Стадия	Лист
Разраб.	Погибова							Листов
Провер.	Затеев					Поперечный разрез водосливной плотины	1	1
Т.контр.	Татарников							
Н.контр.	Полежаева					Кафедра ГГЭС, 2017 г		
Утв.	Татарников							

Главная электрическая схема соединений



					ВКР-13.03.02-541311264-ЭС		
					Саяно-Шушенский филиал СФУ		
Изм.	Кол.уч.	Лист № док.	Подпись	Дата			
Разработ.	Тогибова				Проектирование Ключевской ГЭС на реке Томь	Стадия	Лист
Провер.	Толстухина						1
Т.контр.	Татарникова				Главная электрическая схема соединений	Кафедра ГТЭС, 2017 г	1
Н.контр.	Полежаева						
Утв.	Татарников						

Ключевская ГЭС на реке Томь

Установленная мощность $N_{уст}=513$ МВт
Среднеголетняя выработка
 $Э_{ср.мнг}=2,3$ млрд. кВт·ч

Суточный график и ИКН зимнего периода

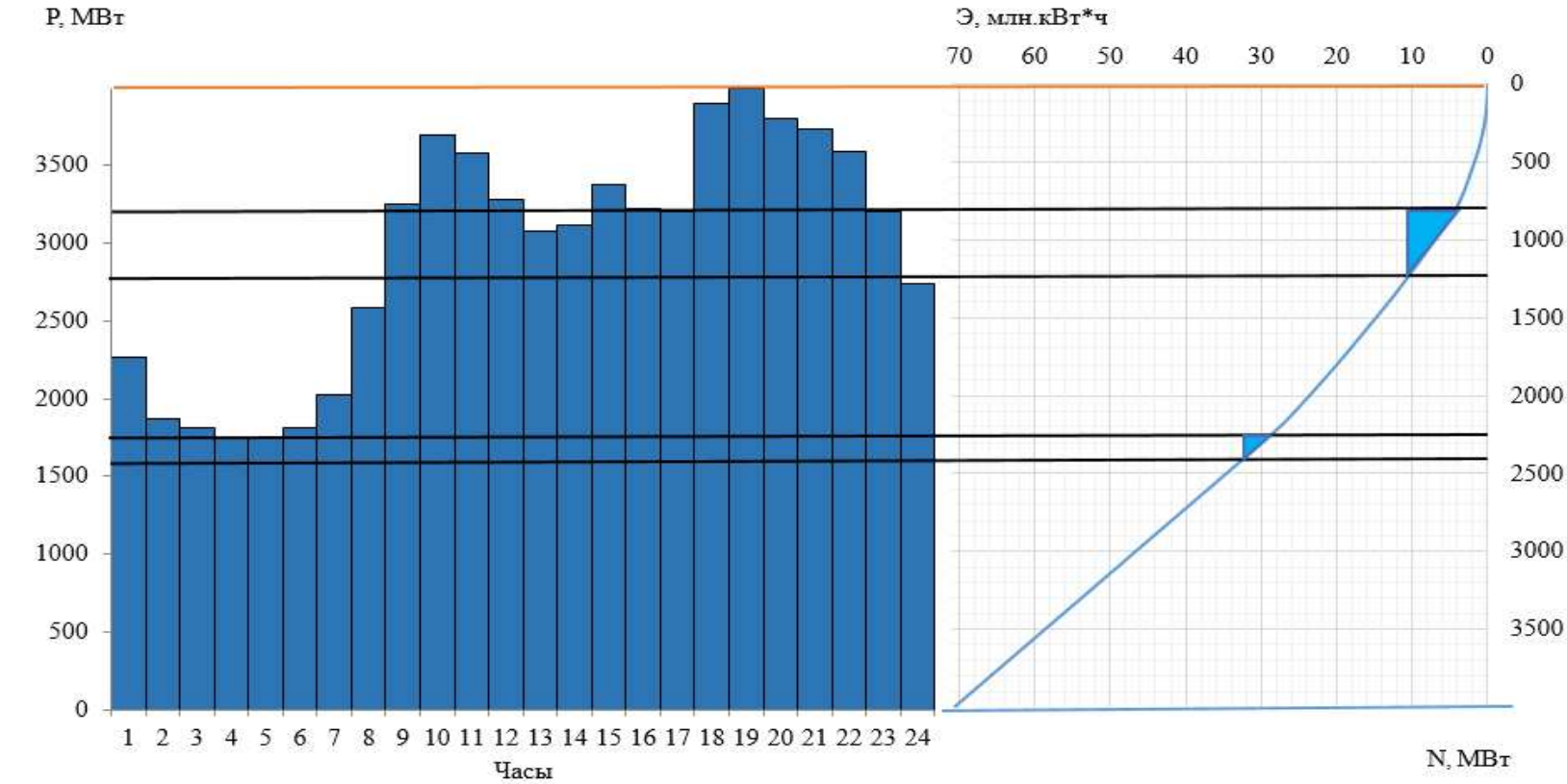
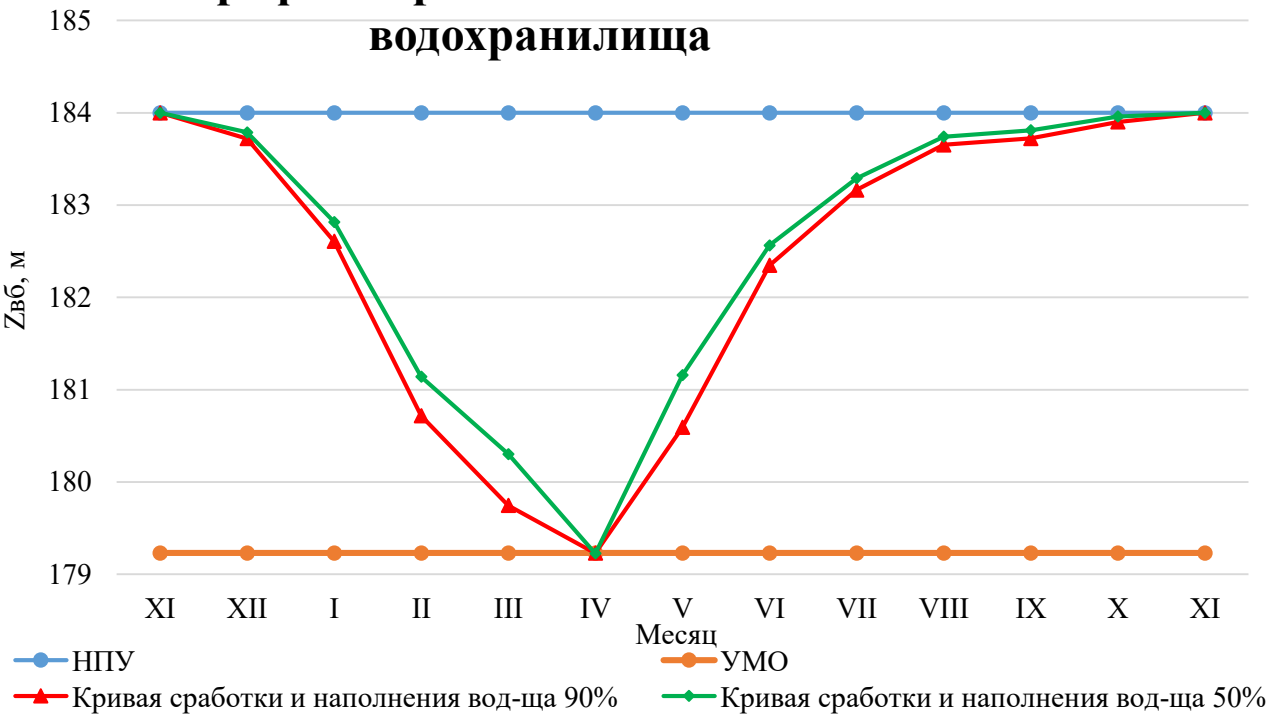
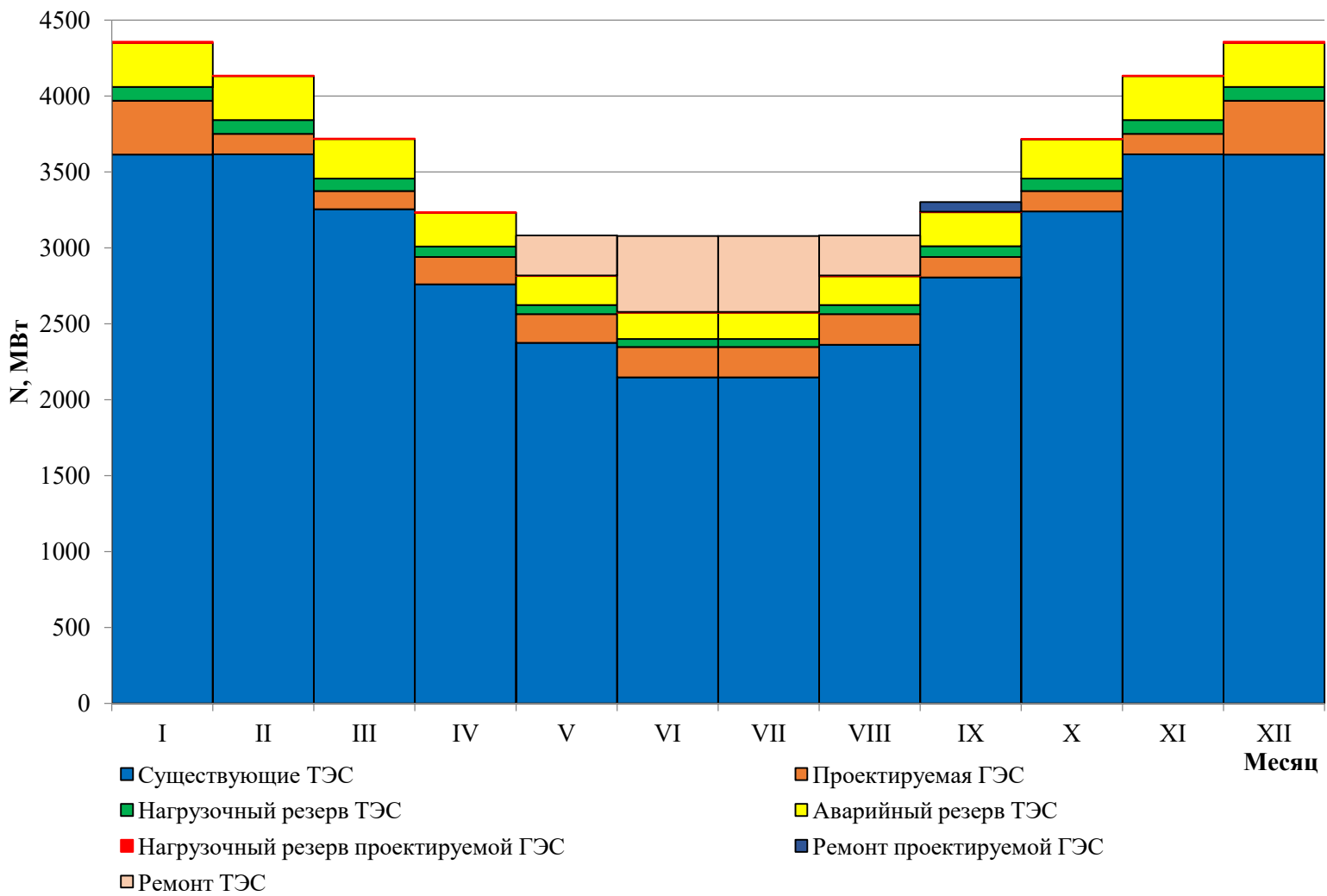


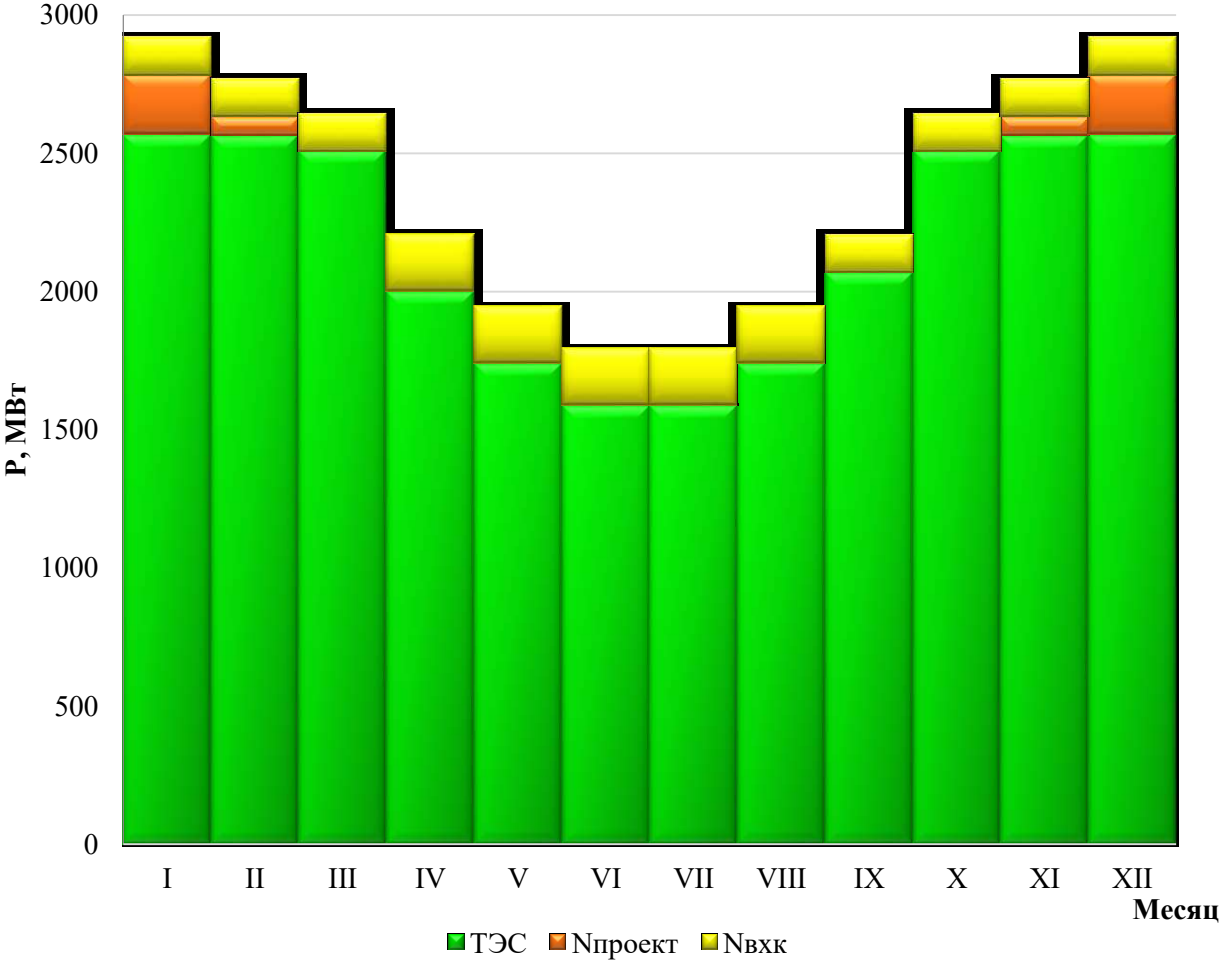
График с работка и наполнение водохранилища



Баланс мощности Ключевской ГЭС

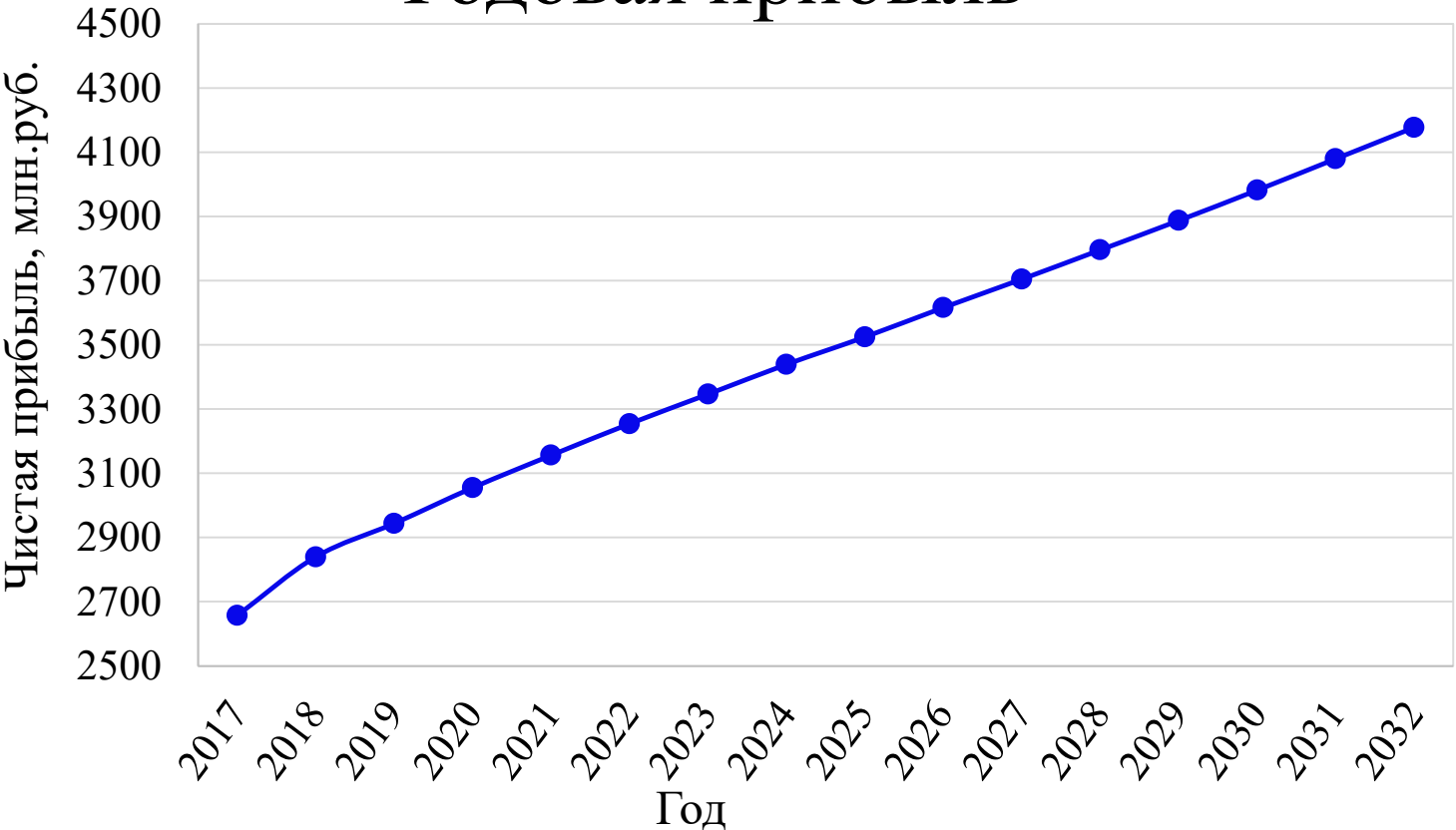


Баланс энергии Ключевской ГЭС



Основные технико-экономические показатели строительства Ключевской ГЭС

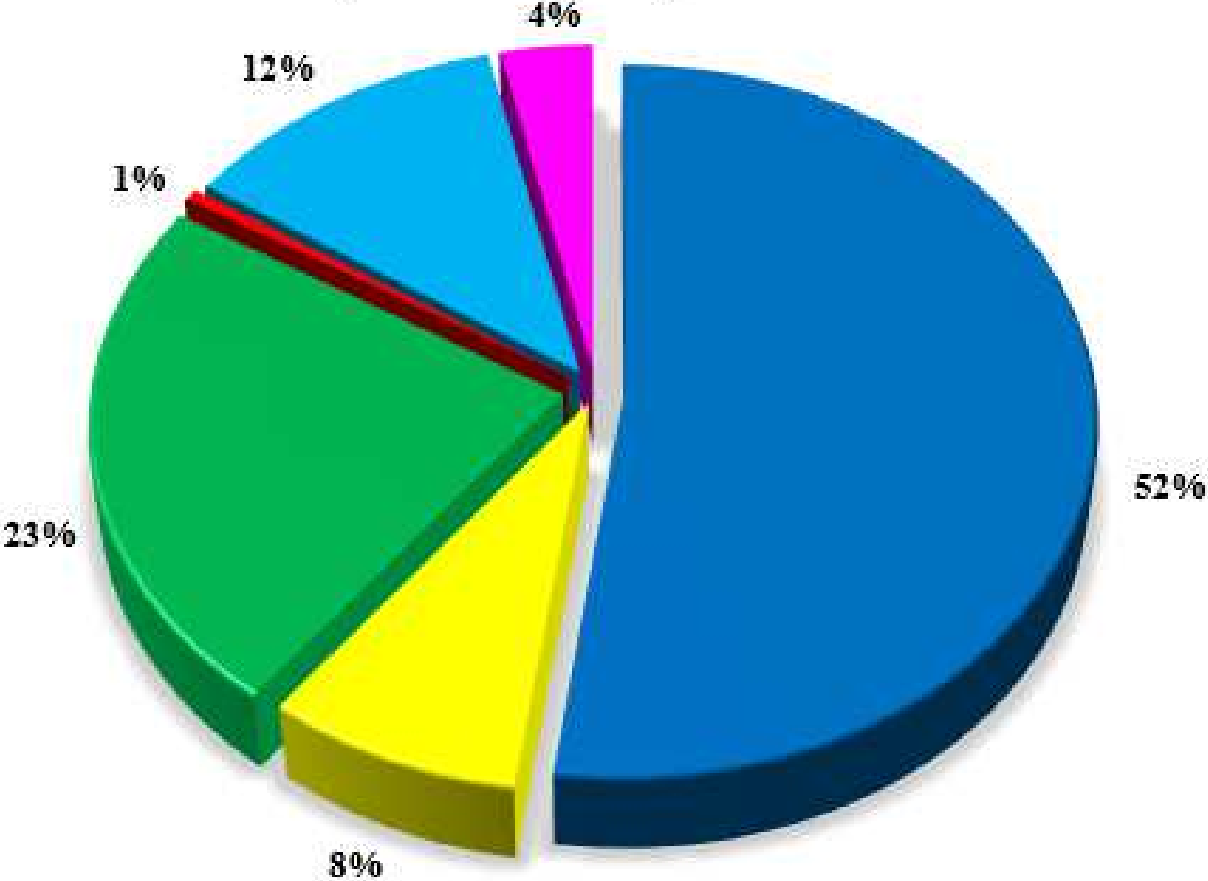
Годовая прибыль



- Амортизационные отчисления
- Расходы на страхование
- Эксплуатационные затраты
- Расходы на ремонт производственных фондов
- Расходы на услуги регулирующих компаний
- Налог на воду

Ставка дисконтирования	11,6
Период окупаемости, лет	6 лет 9 мес
Средняя норма рентабельности, %	45,87
Чистый приведенный доход, млн.руб	13150
Индекс прибыльности	1,33
Себестоимость капиталовложения, руб/кВт·ч	0,14
Удельные капиталовложения, руб/кВт	87627

Текущие затраты по ГУ



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

- Шаровый кран закрыт

Шаровый кран открыт

Вентиль открытый

Клапан обратный

Кран трехходовой
- Предохранительный клапан

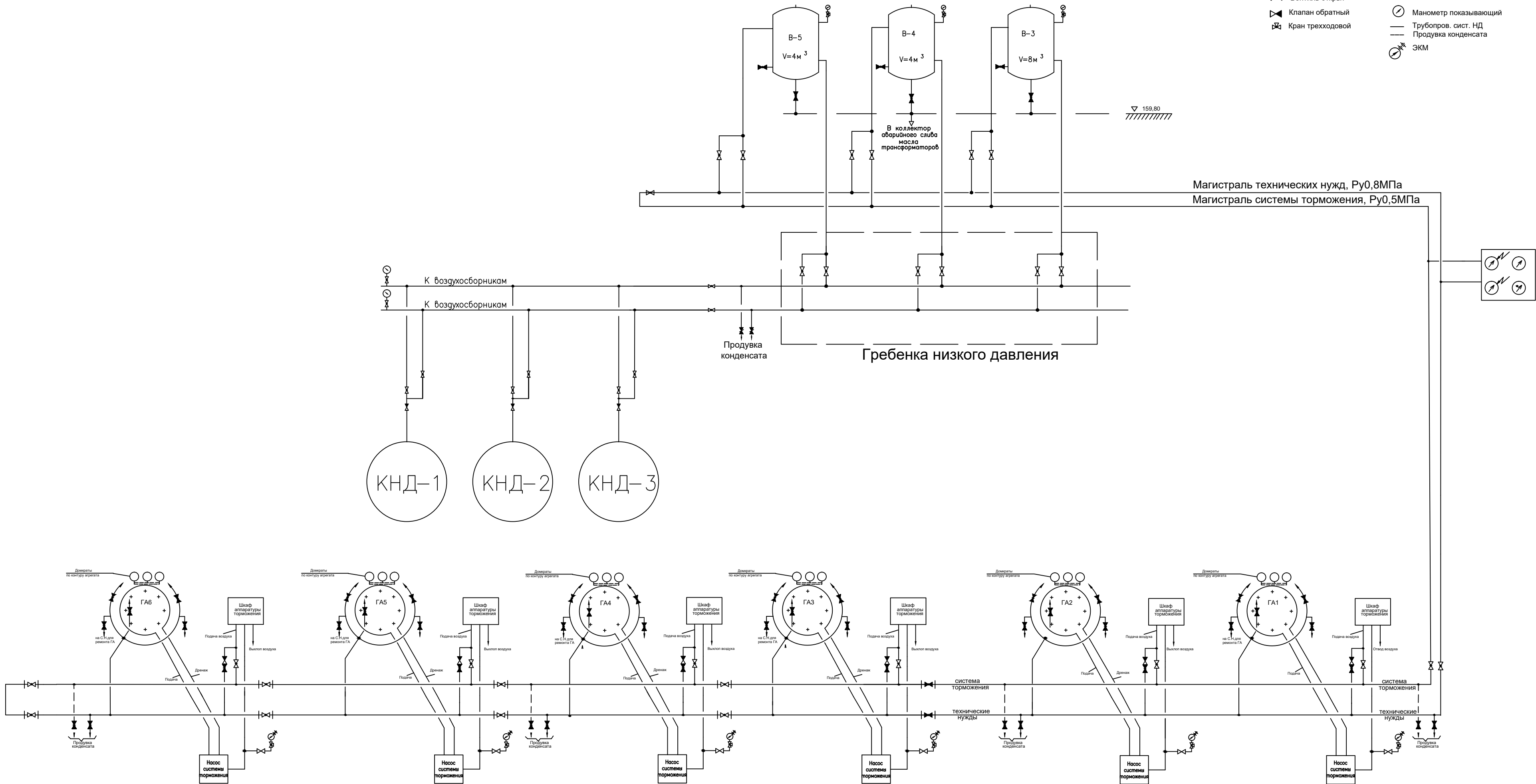
Вентиль угловой

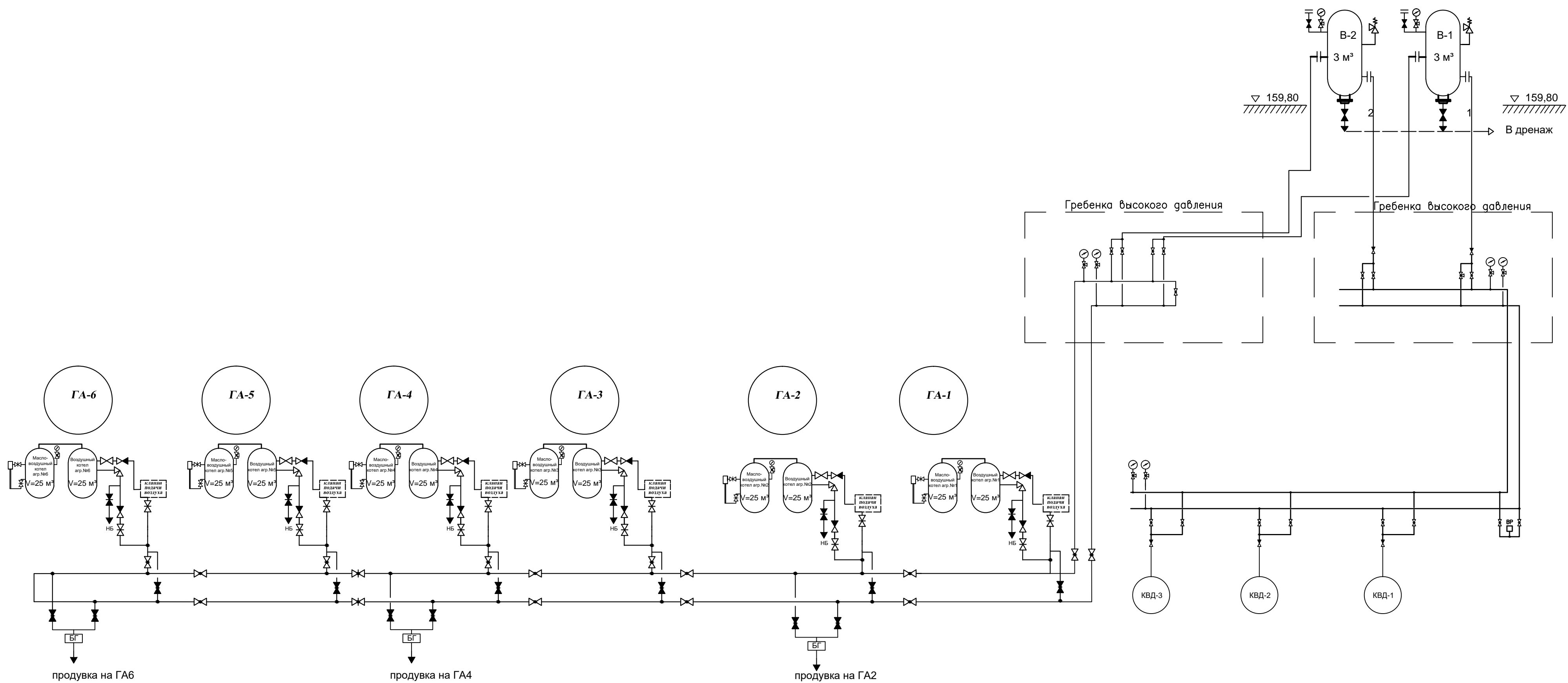
Манометр показывающий

Трубопровод сист. НД

Продувка конденсата

ЭКМ





Магистраль зарядки МНУ, Ру 4 МПа

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

	Шаровой кран закрыт		Предохранительный клапан
	Шаровой кран открыт		Вентиль угловой
	Вентиль открыт		Клапан предохранительный
	Вентиль закрыт		Манометр показывающий
	Клапан обратный		Воздушные трубопроводы
	Кран трехходовой		
	Задвижка нормально открыта		
	Задвижка нормально закрыта		



Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
САЯНО-ШУШЕНСКИЙ ФИЛИАЛ

Кафедра «Гидроэнергетики, гидроэлектростанций, электроэнергетических
систем и электрических сетей»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
В.И. Татарников
«19» 06 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ КЛЮЧЕВСКОЙ ГЭС НА РЕКЕ ТОМЬ.
ПНЕВМОХОЗЯЙСТВО ГЭС (ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СХЕМЫ И
СОСТАВ ОБОРУДОВАНИЯ, ТИПЫ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК,
ВЫБОР ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕННОГО СОСТАВА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ,
ТРЕБОВАНИЯ ПО МОНТАЖУ, БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОВЕДЕНИЮ
ОБСЛУЖИВАНИЯ, КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ И СИСТЕМЫ ЗАЩИТ)**

Руководитель



5.06.17
подпись, дата

Заведующий кафедрой ГГЭЭС
Саяно-Шушенского филиала

СФУ
должность

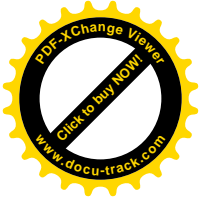
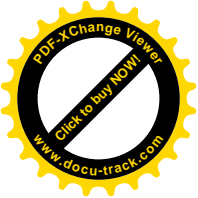
В.И. Татарников
инициалы, фамилия

Выпускник


5.06.17
подпись, дата

К.П. Погибова
инициалы, фамилия

Саяногорск; Черёмушки 2017



Продолжение титульного листа БР по теме «Проектирование Ключевской ГЭС на реке Томь. Пневмохозяйство ГЭС (технологические схемы и состав оборудования, типы компрессорных установок, выбор для определенного состава потребителей, требования по монтажу, безопасности, проведению обслуживания, контроль состояния и системы защиты)».

Консультанты по
разделам:

Водоэнергетические расчёты

Зайд 9.06.17
подпись, дата

Е.Ю. Замеско
инициалы, фамилия

Основное и вспомогательное
оборудование

Васильев
подпись, дата

В.В. Мосенков
инициалы, фамилия

Электрическая часть

Тш 16.06.17
подпись, дата

Л.В. Тихомирова
инициалы, фамилия

Устройства РЗА

Кав 10.06.17
подпись, дата

В.В. Карамузова
инициалы, фамилия

Компоновка и сооружения
гидроузла

Тур 13.06.17
подпись, дата

Е.А. Лодина
инициалы, фамилия

Охрана труда. Пожарная
безопасность. Охрана
окружающей среды

Лш 17.06.17
подпись, дата

В.В. Романов
инициалы, фамилия

Технико-экономические
показатели

Врш 05.06.17
подпись, дата

Врш В.В. Лавасов
инициалы, фамилия

Нормоконтролёр

Шш 19.06.17
подпись, дата

А.А. Чадкина
инициалы, фамилия